



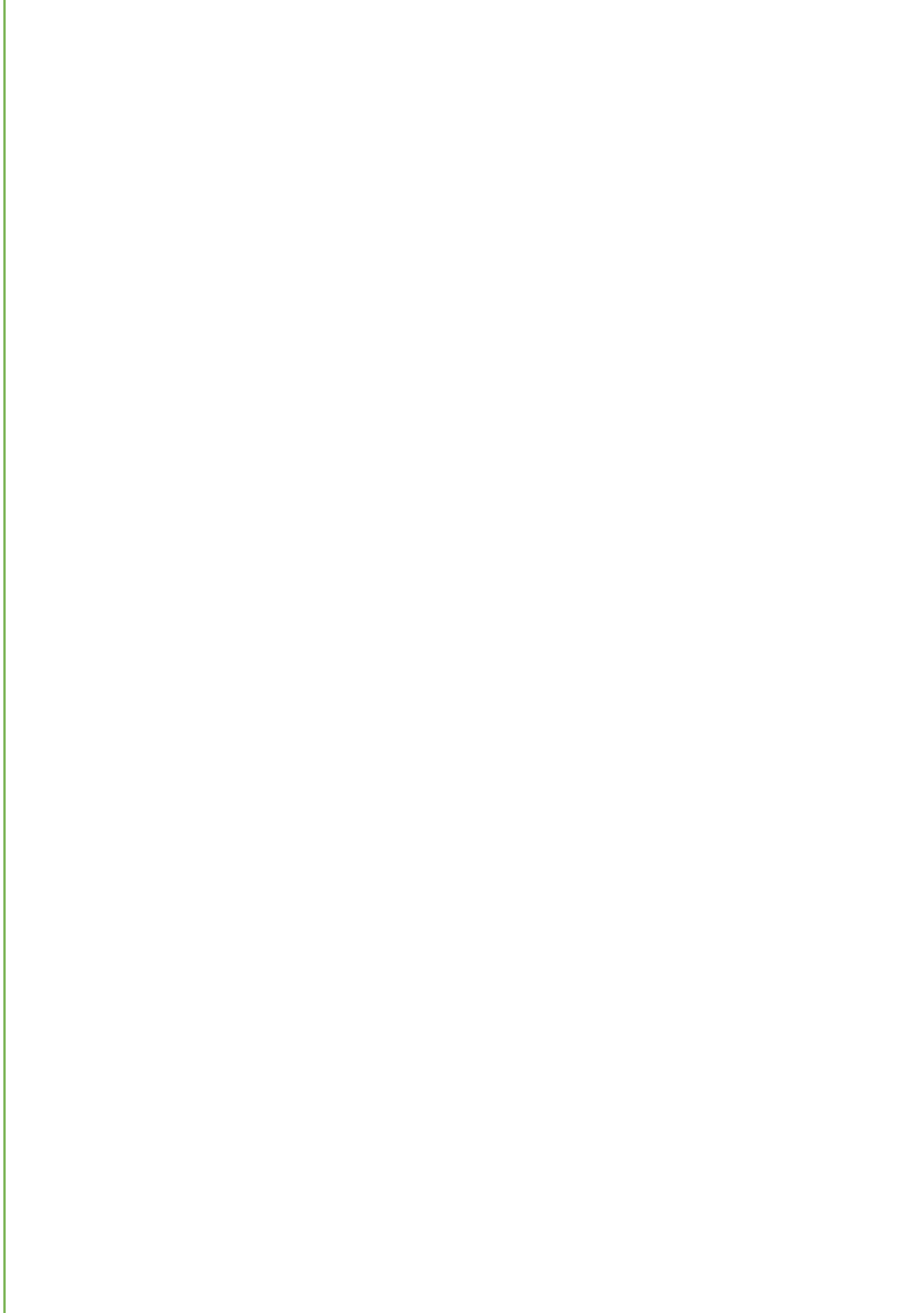
TUGAS AKHIR - TE 141599

EVALUASI PROTEKSI PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PT. INDUSTRI GULA GLENMORE

Moch. Andry Nahari
NRP 07111645000014

Dosen Pembimbing
Dr.Ir.Margo Pujiantara,MT.
Dr.Dimas Fajar Uman Putra ST.,MT

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018





TUGAS AKHIR - TE 141599

**EVALUASI PROTEKSI PADA SISTEM
KELISTRIKAN DI PT. INDUSTRI GULA
GLENMORE**

Moch. Andry Nahari
NRP 07111645000014

Dosen Pembimbing 1
Dr.Ir.Margo Pujiانتara,MT.

Dosen Pembimbing 2
Dr.Dimas Fajar Uman Putra ST.,MT

Departemen Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018



FINAL PROJECT - TE 141599

**EVALUATION OF ELECTRICAL SYSTEM
PROTECTION ON PT. INDUSTRI GULA
GLENMORE**

Moch. Andry Nahari
NRP 07111645000014

Advisor 1
Dr.Ir.Margo Pujiantara,MT.

Advisor 2
Dr.Dimas Fajar Uman Putra ST.,MT

DEPARTEMEN OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Electrical Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "**Evaluasi Proteksi pada Sistem Kelistrikan di PT.Industri Gula Glenmore**" adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 1 Juni 2018



Moch. Andry Nahari

NRP 07111645000014

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

**EVALUASI PROTEKSI PADA SISTEM KELISTRIKAN DI
PT.INDUSTRI GULA GLENMORE**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada**

**Bidang Studi Sistem Tenaga Listrik
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui:

Dosen Pembimbing I

Dr.Ir.Margo Pujiatara,MT.
NIP: 196603181990101001

Dosen Pembimbing II

Dr.Dimas Fajar Uman Putra,ST.MT.
NIP: 198811082012121001



SURABAYA
JUNI, 2018

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

Evaluasi Proteksi Pada Sistem Kelistrikan di PT.Industri Gula Glenmore

Nama : Moch. Andry Nahari

Pembimbing 1 : Dr.Ir.Margo Pujiantara, MT.

Pembimbing 2 : Dr.Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT.

ABSTRAK

PT.Industri Gula Glenmore (IGG) mempunyai sistem kelistrikan yang di suplai dari dua buah sumber, yaitu PLN dan Generator sebesar 2×10 MW. Beban-beban yang di suplai dari sumber tersebut terdiri dari motor-motor berkapasitas besar dan motor-motor berkapasitas kecil. Untuk jenis pentanahan pada peralatan yang terdapat pada sistem kelistrikan PT.IGG mayoritas pentanahan peralatan dipilih menggunakan *solid grounding*.

Sejak PT.IGG didirikan tahun 2016 belum pernah dilakukan evaluasi tentang *setting* proteksi yang terpasang pada sistem kelistrikanya, ketika terjadi hubung singkat rele tidak dapat melokalisir gangguan dengan baik, sehingga dilakukan evaluasi dengan cara melakukan analisa tentang *setting* koordinasi rele yang terpasang pada sistem kelistrikan PT.IGG.

Ketika sistem kelistrikan PT.IGG dengan *setting existing* proteksi di modelkan ke dalam *software*, dapat dilihat banyak kesalahan dari *setting existing*. Secara umum kesalahan *setting* terjadi karena kesalahan menentukan urutan trip, beberapa rele trip secara bersama, dan *time grading* yang digunakan tidak memenuhi standart.

Setelah menganalisa kesalahan *setting existing*, maka dilakukan *resetting*, dan pada tugas akhir ini didapatkan *setting* koordinasi rele yang benar untuk diterapkan di PT.IGG.

Kata Kunci: Koordinasi proteksi

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

ANALYSIS BREAKDOWN VOLTAGE TESTING BASED ON DISSOLVED GAS ANALYSIS TEST RESULTS

Name : Moch. Andry Nahari
Advisor 1 : Dr.Ir.Margo Pujiantara, MT.
Advisor 2 : Dr.Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT.

ABSTRACT

PT. Industri Gula Glenmore (IGG) have electricity system that supplied by two sources, are PLN and generator consist of 2x10 MW each. Loads that supplied by sources consist of high capacity motors, and low capacity motors. Types of grounding on equipment on electricity system PT. IGG is solid grounding.

Since 2016 that PT. IGG was established, that never been done an evaluation protection setting on their electricity system, when relay get short circuit could not evacuate fault hence the valuation need be held by setting analysis rele coordination on electricity system of PT. IGG.

The results of the evaluation is existing protection setting in software has a lot of failure on setting. In general, system have an error setting on deciding order of fault, some of relay have fault simultaneously, and time grading that used on system not fulfill the standard.

The results of the error existing setting analysis make the system need re-setting, and on this final assignment get the coordination setting that veritable on system in PT. IGG

Keywords: *Coordination protection*

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadiran Allah SWT yang selalu memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga Tugas Akhir ini dapat terselesaikan dengan baik. Shalawat serta salam semoga selalu dilimpahkan kepada Rasulullah Muhammad SAW, keluarga, sahabat, dan umat muslim yang senantiasa meneladani beliau.

Tugas Akhir ini disusun untuk memenuhi sebagian persyaratan guna menyelesaikan pendidikan Sarjana-1 pada Bidang Studi Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dengan judul:

EVALUASI PROTEKSI PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PT.INDUSTRI GULA GLENMORE

Dalam Tugas Akhir ini menganalisis proteksi pada sistem kelistrikan PT.Industri Gula Glenmore untuk mendapatkan koordinasi proteksi yang benar

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Ibu dan Bapak penulis yang memberikan berbagai bentuk doa serta dukungan tulus tiada henti, Bapak Dr.Ir.Margo Pujiantara, MT.dan Bapak Dr.Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT atas segala bimbingan ilmu, moral, dan spiritual dari awal hingga terselesaikannya Tugas Akhir ini. Penulis juga mengucapkan banyak terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu baik secara langsung maupun tidak langsung dalam proses penyelesaian Tugas Akhir ini.

Penulis menyadari dan memohon maaf atas segala kekurangan pada Tugas Akhir ini. Akhir kata, semoga Tugas Akhir ini dapat bermanfaat dalam pengembangan keilmuan di kemudian hari.

Surabaya, (1 Juni 2018)

Penulis

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

DAFTAR ISI

	HALAMAN
HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN JUDUL.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	v
PENGESAHAN	vii
ABSTRAK	ix
ABSTRACT	xi
KATA PENGANTAR.....	xiii
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xix
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	1
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Tujuan	2
1.5 Metodologi Penelitian	2
1.6 Sistematika Laporan.....	3
1.7 Relevansi	3
BAB II TEORI DASAR	5
2.1 Tinjauan Pustaka	5
2.2 Gangguan Sistem Tenaga Listrik	5
2.3 Gangguan Hubung Singkat	6
2.3.1 Gangguan Hubung Singkat Tiga fasa.....	6
2.3.2 Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa.....	7
2.3.3 Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah	7
2.4 Rele Pengaman.....	8
2.5 Rele Arus Lebih (<i>Over Current Relay</i>)	9
2.5.1 Rele Arus Lebih Waktu Tertentu (<i>Definite</i>)	10
2.5.2 Rele Arus Lebih Waktu Seketika (<i>Instantaneous</i>)	11
2.5.3 Rele Arus Lebih Waktu Terbalik (<i>Inverse</i>)	11
2.6 Rele Gangguan Ke Tanah (<i>Graound Fault Relay</i>).....	14

BAB III SISTEM KELISTRIKAN PT. IGG	15
3.1 Sistem Kelistrikan PT.IGG	15
3.2 Kapasitas Pembangkitan di PT.IGG	16
3.3 Data Transformator di PT.IGG	16
3.4 Data Beban Motor di PT.IGG	17
3.5 Data <i>Static load</i> dan <i>Lumped load</i> di PT.IGG	18
3.6 Data Kabel di PT.IGG	18
3.7 Arus Hubung Singkat Sistem kelistrikan PT.IGG	19
3.7.1 Arus Hubung Singkat Maksimum.....	20
3.7.2 Arus Hubung Singkat Minimum.....	21
BAB IV HASIL SIMULASI KOORDINASI PROTEKSI DI PT. IGG	23
4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT.IGG	23
4.2 Pemilihan Tipikal Koordinasi Proteksi PT.IGG	23
4.3 Sistem Koordinasi Proteksi Rele Overcurent Gangguan Fasa	25
4.4 Koordinasi Proteksi Rele Overcureent tipikal 1.....	27
4.5 Koordinasi Proteksi Rele Overcurrent Tipikal 2.....	41
4.6 Koordinasi Proteksi Rele <i>Overcurrent</i> Tipikal 3	52
4.7 Sistem Koordinasi Proteksi Rele <i>Overcurrent</i> Gangguan Fasa ke Tanah	62
4.8 Koordinasi Proteksi Rele <i>Overcurrent</i> Gangguan Fasa ke Tanah Tipikal 2.....	62
BAB V PENUTUP	69
5.1 Kesimpulan	69
5.2 Saran	69
DAFTAR PUSTAKA	71
LAMPIRAN A	73
LAMPIRAN B.....	75
LAMPIRAN C.....	77
DAFTAR RIWAYAT HIDUP	79

DAFTAR GAMBAR

HALAMAN

Gambar 2. 1 Cara Kerja Rele	8
Gambar 2. 2 Kurva Rele Arus Lebih Waktu Tertentu.....	11
Gambar 2. 3 Kurva Rele Arus Lebih Waktu Seketika	11
Gambar 2. 4 Jenis kurva rele arus lebih dengan standart IEEE 242- 2001	13
 Gambar 3. 1 <i>Single Line Diagram</i> PT.IGG.....	15
 Gambar 4. 1 <i>Single Line Diagram</i> PT.IGG.....	25
Gambar 4. 2 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 1	27
Gambar 4. 3 Kurva Rele <i>Overcurrent Existing</i>	28
Gambar 4. 4 Hasil curva pada tipika1, dengan gangguan di Bus 39	36
Gambar 4. 5 <i>Time Current Curve</i> pada Bus 13	38
Gambar 4. 6 <i>Time Current Curve</i> pada Bus 38	40
Gambar 4. 7 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 2	42
Gambar 4. 8 Kurva Rele <i>Over Current</i> pada Tipikal 2(<i>Existing</i>)	43
Gambar 4. 9 <i>Time Current Curve</i> Tipikal 2, dengan Gangguan di Bus 13	49
Gambar 4. 10 Gangguan <i>Line to Line</i> pada Bus 39.....	51
Gambar 4. 11 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 3	52
Gambar 4. 12 Kurva Rele <i>Over Current</i> pada Tipikal 3 (<i>Existing</i>)	53
Gambar 4. 13 Gangguan <i>Line to Line</i> Tipikal 3, pada Bus 3	59
Gambar 4. 14 Gangguan pada Tipikal 3, Bus 25	60
Gambar 4. 15 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 2	63
Gambar 4. 16 Kurva Rele <i>Ground-fault Existing</i>	64
Gambar 4. 17 Hasil Koordinasi Perbaikan Kurva	65

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

DAFTAR TABEL

HALAMAN

Tabel 2. 1 Tabel Standar Kurva	14
Tabel 3. 1 Data Generator PT.IGG	16
Tabel 3. 2 Data Transformator di PT. IGG	17
Tabel 3. 3 Data Beban Motor di PT.IGG Error! Bookmark not defined.	
Tabel 3. 4 Data Beban Motor di PT.IGG (Lanjutan)	18
Tabel 3. 5 Data <i>Static Load</i> dan <i>Lumped Load</i> di PT.IGG	18
Tabel 3. 6 Data Kabel yang Terpasang di PT.IGG.	18
Tabel 3. 7 Data Kabel yang Terpasang di PT.IGG (Lanjutan).....	20
Tabel 3. 8 Rating Bus Menggunakan Generator	20
Tabel 3. 9 Data Rating Bus Menggunakan Sumber PLN	21
Tabel 3. 10 Data Rating Bus Menggunakan Sumber Generator Saat HS Minimum	21
Tabel 3.11 Data Rating Bus Menggunakan Sumber PLN Saat HS Minimum	22
Tabel 4. 1 <i>Sequence Viewer</i> gangguan pada bus 39.....	37
Tabel 4. 2 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan pada Bus13	38
Tabel 4. 3 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan pada Bus 13 (Lanjutan).....	39
Tabel 4. 4 <i>Sequence Viewer</i> Gangguan pada Bus 38	41
Tabel 4. 5 <i>Sequence Viewer</i> pada Tipikal 2, Bus 13	50
Tabel 4. 6 <i>Sequence Viewer</i> pada Tipikal 2, Bus 39	51
Tabel 4. 7 <i>Sequence Viewer</i> pada Tipikal3, Bus 3.	59
Tabel 4. 8 Tabel Koordinasi Saat Gangguan pada Tipikal 3,bus 25	61
Tabel 4. 9 <i>Setting</i> Keseluruhan Rele	61
Tabel 4. 10 Sistem Pentanahan Peralatan di PT.IGG.....	622

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

PT. Industri Gula Glenmore (IGG) yang terletak di jalan lintas selatan Km 4, desa karangharjo, Glenmore, Banyuwangi merupakan perusahaan yang bergerak di bidang industri pembuatan gula. Sistem kelistrikan PT.IGG di suplai dengan sumber PLN dan generator dengan kapasitas pembangkitan 2×10 MW. Beban-beban yang di suplai dari sumber tersebut terdiri dari motor-motor dengan kapasitas besar dan motor-motor dengan kapasitas kecil.

Sejak PT.IGG diresmikan dan mulai beroperasi pada tahun 2016 sampai saat ini belum pernah dilakukan evaluasi terhadap setting proteksi yang diterapkan. Beberapa kejadian ketika terjadi gangguan hubung singkat rele yang aktif tidak tepat karena area yang padam luas dan ketika melakukan pengoprasian T.OLTC pertama-tama semua area padam. Dengan beberapa kasus yang terjadi pada PT.IGG sehingga penting dilakukan evaluasi setting rele proteksi untuk mengetahui koordinasi rele saat bekerja ketika terjadi gangguan, sehingga ketika terjadi gangguan cepat untuk mengisolir gangguan tersebut.

Ketika salah dalam menentukan koordinasi rele proteksi, maka gangguan akan menyebar dan dapat mengganggu proses produksi, selain itu kerugian jika salah dalam melakukan *setting*, ketika terjadi gangguan dapat merusak peralatan yang ada. Dengan tingkat produksi gula yang ditargetkan meningkat, maka keandalan dalam sistem kelistrikan di PT.IGG juga harus perlu diperhatikan. Memang untuk saat ini sistem berjalan normal, tetapi sistem juga harus siap ketika terjadi gangguan dan secepat mungkin mengisolir gangguan tersebut.

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas dalam tugas akhir ini adalah:

1. Mengetahui keadaan sistem proteksi yang diterapkan di PT.IGG.
2. Mengetahui kemampuan sistem proteksi di PT.IGG.
3. Menentukan koordinasi rele *overcurrent* dan rele *groundfault* pada PT.IGG.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah pada Tugas Akhir ini adalah:

1. Simulasi Proteksi pada tugas akhir ini dilakukan menggunakan software ETAP 12.6.0.
2. Data yang digunakan diperoleh dari PT.IGG.
3. Rele yang dibahas adalah rele *overcurrent* dan *ground fault*.

1.4 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai dari tugas akhir ini adalah:

1. Mengetahui besar arus gangguan maksimal, besar arus gangguan minimal, urutan trip rele dan waktu tunda antar rele.
2. Menganalisa sistem kelistrikan PT.IGG.
3. Menyusun koordinasi proteksi yang tepat untuk diterapkan di PT.IGG
4. Dapat digunakan sebagai referensi ketika PT.IGG ingin merubah setting proteksi

1.5 Metodologi Penelitian

Metode yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah :

1. Persiapan dan Studi Literatur

Pertama kali yang dilakukan dalam mengerjakan tugas akhir ini adalah studi literatur dengan cara mencari buku, jurnal serta informasi yang berhubungan dengan hubungan singkat dan koordinasi proteksi.

2. Pengumpulan Data

Setelah melakukan tahap pertama, pada tahap kedua adalah mengumpulkan data, sumber data yang digunakan berasal dari PT.IGG.

3. Pemodelan Sistem

Tahap selanjutnya setelah mendapatkan data dari PT.IGG adalah melakukan pemodelan sistem di PT.IGG menjadi *single line diagram* serta memasukkan nilai – nilainya.

4. Analisis dan Simulasi Sistem

Pada tahap ini menganalisa *setting* proteksi yang diterapkan dan melakukan *reseting* ulang serta disimulasikan hasil *re-setting* ulang.

5. Kesimpulan

Pada tahap ini, dapat diperoleh hasil dari melakukan *re-setting* ulang, sehingga dapat dibenahi kesalahan *seting* saat ini yang diterapkan di PT.IGG.

1.6 Sistematika Laporan

Pembahasan Tugas Akhir ini dibagi menjadi lima (5) Bab dengan sistematika sebagai berikut:

Bab I Pendahuluan

Pada bab I , berisi tentang latar belakang pengambilan judul tugas akhir ini beserta ruang lingkup yang akan dibahas pada tugas akhir ini.

Bab II Teori Dasar

Pada bab II , berisi tentang teori- teori yang membantu penulis untuk menyelesaikan permasalahan yang ada pada tugas akhir ini..

Bab III Sistem Kelistrikan PT.IGG

Pada bab III, berisi tentang sistem kelistrikan PT.IGG, dimulai bagaimana cara beroperasi sistem tersebut, ada berapa banyak beban beban yang ada pada sistem PT.IGG , sampai berapa besar arus hubung singkat pada setiap bus.

Bab IV Simulasi dan Analisis

Pada bab IV, berisi tentang menganalisis seting rele di PT.IGG yang kurang tepat menjadi tepat saat terjadi gangguan.

Bab V Penutup

Pada bagian bab penutup, dibahas mengenai kesimpulan dan saran dari hasil pengujian

1.7 Relevansi

1. Menjadi acuan sebagai pemilihan sistem koordinasi proteksi pada PT. IGG

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

BAB II

TEORI DASAR

2.1 Tinjauan Pustaka

Ketika sistem berjalan normal juga harus memperhatikan kesiapan saat terjadi gangguan. Salah satu contohnya terjadi pada tugas akhir saudari Aprillia intan kusumawati yang berjudul “ Studi Penggunaan Insulating Transformer untuk Mengatasi Kegagalan Koordinasi Proteksi di PT.Terminal Teluk Lamong”, dalam tugas akhir tersebut memang mayoritas kesalahan terjadi karena waktu tunda antar rele kurang dari 0,2- 0,4 detik, tetapi ada rele yang kesalahannya bukan karena waktu tunda antar rele tetapi karena kesalahan setting arus minimum gangguan yang terlalu besar, sehingga arus yang seharusnya dapat dikatakan sebagai arus gangguan, rele tersebut tidak merasakan adanya gangguan [1]. Selain itu setiap sistem juga harus mempertimbangkan arus gangguan, karena arus gangguan berbanding terbalik terhadap impedansi. Ketika impedansi antar bus kecil maka arus gangguan yang dihasilkan akan besar, sehingga impedansi harus dinaikkan supaya arus gangguan kecil. Untuk menaikkan impedansi dengan cara melakukan penambahan insulated transformer [2].

2.2 Gangguan Sistem Tenaga Listrik

Gangguan pada sistem tenaga listrik menyebabkan sistem tidak berjalan seperti yang diharapkan, disisi lain juga dapat merusak peralatan yang terpasang, karena saat terjadi gangguan arus menjadi jauh lebih besar dari arus nominal, serta dapat mengancam keselamatan manusia, sehingga gangguan pada sistem tenaga listrik harus cepat dilokalisir. Gangguan pada sistem tenaga listrik dapat dibagi menjadi dua menurut sifatnya, yang pertama adalah gangguan yang bersifat sementara (*temporary*) dan yang kedua bersifat permanen (*stationary*). Gangguan bersifat sementara yaitu ketika terjadi gangguan pada sistem, tanpa ada proses perbaikan gangguan itu akan hilang dan sistem kembali berjalan normal. Gangguan yang bersifat permanen yaitu ketika terjadi gangguan pada sistem, maka gangguan tersebut tidak dapat hilang dengan sendirinya sehingga petugas harus melakukan proses perbaikan gangguan, supaya sistem dapat kembali berjalan normal.

Gangguan pada sistem tenaga listrik dilihat dari asalnya dapat dibagi menjadi dua, yaitu gangguan yang berasal dari dalam sistem dan gangguan yang berasal dari luar sistem. Gangguan yang berasal dari

dalam sistem salah satu contohnya adalah disebabkan dari isolasi suatu peralatan yang kualitasnya menurun sehingga dapat mengakibatkan hubung singkat. Gangguan yang berasal dari luar sistem salah satu contohnya adalah sambaran petir, ketika pentanahan pada sistem salah maka sambaran petir tidak dapat langsung diketanahkan sehingga akan mengganggu sistem dan merusak peralatan.

Gangguan pada sistem tenaga listrik dilihat dari kesimetrisanya dibagi menjadi dua, yaitu hubung singkat simetris dan hubung singkat tak simetris. Hubung singkat simetris yaitu hubung singkat yang disebabkan ketika ketiga saluran fasanya terhubung, saat gangguan sudah berakhir maka setiap fasanya memiliki besar nilai yang sama. Contoh dari hubung singkat simetris antara lain hubung singkat tiga fasa dan hubung singkat tiga fasa ke tanah. Hubung singkat tak simetri adalah hubung singkat yang berada pada salah satu atau dua fasa yang menyebabkan besar nilai dan sudut antar fasanya berbeda. Contoh dari hubung singkat tak simetri adalah hubung singkat satu fasa.

2.3 Gangguan Hubung Singkat

Besarnya arus yang dihasilkan dari hubung singkat jauh melebihi arus nominalnya, ketika peralatan tidak mampu dilewati arus hubung singkat maka peralatan tersebut akan rusak. Gangguan hubung singkat terdiri dari ; gangguan hubung singkat tiga fasa, gangguan hubung singkat dua fasa, dan gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah. Nilai yang dihasilkan setiap gangguan hubung singkat berbeda-beda, tetapi nilai ini yang penting diketahui sebagai dasar melakukan koordinasi proteksi dan untuk melakukan pemilihan *circuit breaker* (CB).

2.3.1 Gangguan Hubung Singkat Tiga fasa

Gangguan hubung singkat tiga fasa termasuk dalam kategori hubung singkat simetris maka saat setelah terjadi gangguan setiap fasanya mempunyai besar nilai yang sama serta sudut antar fasanya nilainya juga sama. Arus yang dihasilkan dari hubung singkat tiga fasa ini terbesar tetapi probabilitas terjadinya gangguan hubung singkat tiga fasa kecil 3%-5%.

Untuk mengetahui besar arus yang dihasilkan dari hubung singkat tiga fasa dapat dicari dengan rumus sebagai berikut:

$$I_{SC3\phi} = \frac{V_{LN}}{X_1} \quad (2.1)$$

Dari rumus di atas dapat dijelaskan, $I_{SC3}\emptyset$ sebagai arus hubung singkat tiga fasa, V_{LN} adalah tegangan *line to netral*, X_1 adalah reaktansi urutan positif.

2.3.2 Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa

Gangguan hubung singkat dua fasa termasuk dalam hubung singkat tak simetris, gangguan hubung singkat ini disebabkan ketika antar fasanya saling terhubung. Arus yang dihasilkan pada gangguan hubung singkat ini kecil sehingga arus hubung singkat ini digunakan sebagai arus hubung singkat minimum untuk koordinasi proteksi. Probabilitas terjadinya gangguan hubung singkat dua fasa adalah 20%-25%.

Untuk mengetahui besar arus hubung singkat dua fasa, dapat dicari menggunakan rumus sebagai berikut:

$$I_{SC2}\emptyset = \frac{V_{LL}}{X_1 + X_2} = \frac{\sqrt{3} \times V_{LN}}{2 \times x_1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{SC3}\emptyset \approx 0,866 \times I_{SC3}\emptyset \quad (2.2)$$

Dari rumus di atas dapat dijelaskan bahwa $I_{SC2}\emptyset$ sebagai arus hubung singkat dua fasa. Sedangkan $I_{SC3}\emptyset$ sebagai arus hubung singkat tiga fasa, V_{LL} adalah tegangan *line to line*, V_{LN} adalah tegangan *line to netral*, X_1 adalah reaktansi urutan positif, X_2 adalah reaktansi urutan negatif.

2.3.3 Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah

Gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah termasuk dalam hubung singkat tak simetris, hubung singkat ini terjadi ketika salah satu fasa dari ketiga fasa terhubung ke tanah, sehingga nilai setiap fasa dan sudut antar fasa berbeda. Probabilitas terjadinya gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah 65% - 70%.

Untuk mengetahui besarnya arus hubung singkat satu fasa ke tanah, dapat menggunakan rumus sebagai berikut:

$$I_{SC1}\emptyset = \frac{3 \times V_{LN}}{X_0 + X_1 + X_2} \quad (2.3)$$

Dari rumus di atas dapat dijelaskan sebagai berikut, bahwa $I_{SC1}\emptyset$ sebagai arus hubung singkat satu fasa ke tanah, V_{LN} adalah tegangan *line to netral*, X_0 adalah reaktansi urutan nol, X_1 adalah reaktansi urutan positif, X_2 adalah reaktansi urutan negatif.

2.4 Rele Pengaman

Rele pengaman adalah suatu peralatan listrik yang digunakan sebagai perasa ketika ada suatu gangguan pada sistem tenaga listrik, ketika terjadi gangguan, maka rele akan bekerja untuk memerintahkan CB (*Circuit Breaker*) untuk membuka, sehingga gangguan akan terisolir dan dapat menyelamatkan peralatan yang ada.



Gambar 2. 1 Cara Kerja Rele

Pemilihan Rele yang tepat sangatlah mempengaruhi keandalan suatu sistem tenaga listrik, ada beberapa aspek yang diperlukan dalam pemilihan rele, antara lain :

- A. Sensitifitas: Rele yang digunakan harus mempunyai sifat sensitif dalam hal ini dapat diartikan, ketika terjadi arus gangguan yang terkecil maka rele harus dapat merasakanya dan akan memberikan perintah kepada CB yang terhubung untuk membuka.
- B. Selektifitas: Rele yang digunakan harus mempunyai sifat selektif, dalam hal ini selektif dapat diartikan ketika terjadi gangguan maka rele terdekatlah yang harus merasakan adanya gangguan dan memerintahkan CB yang terhubung untuk membuka, dalam hal ini sifat selektif juga harus memperhatikan cara melakukan setting pada rele.
- C. Keandalan : Rele yang digunakan harus mempunyai sifat andal, dalam hal ini dapat diartikan , ketika terjadi gangguan rele harus siap untuk bekerja, selain itu rele juga tidak boleh bekerja ketika tidak terjadi gangguan. Jadi berapa banyak terjadi gangguan, maka sebanyak itulah rele harusnya bekerja untuk memberi perintah ke CB.
- D. Kecepatan : Rele yang digunakan harus mempunyai sifat cepat dalam memberikan tanggapan ketika terjadi gangguan, semakin

rele cepat membuka untuk mengisolir gangguan maka kestabilan sistem pun akan tetap terjaga.

Ekonomis : Setelah mempertimbangkan beberapa aspek diatas untuk memilih rele yang akan digunakan, tidak lupa adalah aspek ekonomis, sehingga diharapkan dengan harga se-ekonomis mungkin rele yang dibeli mampu bekerja seperti yang diharapkan.

2.5 Rele Arus Lebih (*Over Current Relay*)

Rele arus lebih umumnya digunakan untuk mengetahui ketika terjadi arus gangguan yang melebihi batas arus nominalnya, arus gangguan tersebut berasal dari ketika terjadi beban lebih (*over load*) atau ketika terjadi hubung singkat (*short circuit*). Rele arus lebih akan merasakan adanya gangguan dibantu oleh trafo arus (*Current Transformer*), sehingga arus yang masuk pada CT akan dibandingkan dengan setting rele, ketika arus yang masuk melebihi dari setting maka rele akan memerintahkan kepada CB (Circuit Breaker) untuk membuka. Cara kerja rele arus lebih dapat dijelaskan sebagai berikut:

$I_f > I_p$ Bekerja

$I_f < I_p$ Tidak Bekerja

Dari penjelasan diatas I_f adalah arus gangguan sedangkan I_p adalah arus pick up atau arus maksimum yang dibaca oleh CT sebelum dinyatakan terjadi gangguan.

Cara untuk melakukan setting rele arus lebih harus memperhatikan arus beban maksimu ketika beroperasi , sehingga setting rele selalu diatasnya arus beban maksimum (*Full Load Ampere*), dengan cara seperti itu rele hanya akan bekerja ketika terjadi gangguan. Menurut Standart British BS 142 – 1983 pemilihan setting antara $1,05_{FLA} - 1,3_{FLA}$, selain itu $1,05_{FLA}$ digunakan untuk memenuhi permintaan asuransi , menurut standat lain ANSI digunakan $1,4_{FLA}$. Dengan merujuk standart diatas, untuk penulisan tugas akhir ini digunakan persamaan rumus sebagai berikut :

$$1,05 \times I_{FLA} \leq I_{SET} \leq 1,4 \times I_{FLA} \quad (2.4)$$

$$Tap = \frac{I_{set}}{nCT} \quad (2.5)$$

$$I_{aktual} = I_{set} = Tap \times nCT \quad (2.6)$$

Dari rumus diatas, dapat dijelaskan I_{FLA} adalah *full load ampere*, Tap adalah arus *pick up* rele , I_{set} adalah setting arus aktual , nCT adalah raiso CT.

Untuk setting rele arus lebih juga harus memperhatikan pemilihan *setting* yang berada diantara I_{FLA} dan $I_{SC\ min}$, akan lebih jelasnya seperti persamaan dibawah ini.

$$I_{FLA} \leq I_{set} \geq I_{SC\ min} \quad (2.7)$$

Dari rumus di atas I_{FLA} adalah arus maksimum saat beban penuh , I_{set} adalah arus pick up di sisi primer trafo CT , $I_{SC\ min}$ adalah arus hubung singkat minimum.

Untuk setting rele arus lebih ketika dipisahkan oleh sebuah trafo, maka setting *time delay* boleh kembali ke 0,1 dengan syarat $I_{SC\ MAX}$ di sekunder trafo $< I_{SC\ MIN}$ di primer trafo , dengan berlakunya syarat tersebut untuk menghindari kesalahan pembacaan rele ketika terjadi hubung singkat minimum disisi primer trafo.

Setting antar rele pada umunya juga memperhatikan *grading time* atau waktu tunda antar rele bekerja berkisar 0,2 – 0,4 detik, hal ini merujuk pada *standart IEEE* , dengan rincian sebagai berikut :

Waktu terbuka pemutus tenaga : 0,04 – 0,1 detik.

Overtravel rele : 0,1 detik.

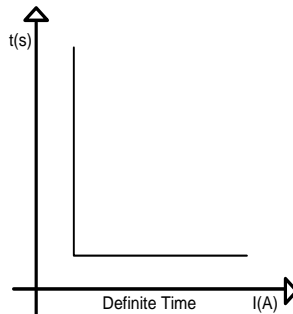
Toleransi rele dan eror setting : 0,12 – 0,22 detik.

Total interval waktu rele : 0,32 detik.

Setting rele arus lebih yang berbasis microprosesor mempunyai waktu kerja yang hampir sama dengan rele statik, yang membedakan untuk rele yang berbasis microprosesor yaitu waktu *overtravel* sebesar 0,1 detik dapat diabaikan, sehingga *grading time* yang digunakan sekitar 0,2 – 0,4 detik.

2.5.1 Rele Arus Lebih Waktu Tertentu (*Definite*)

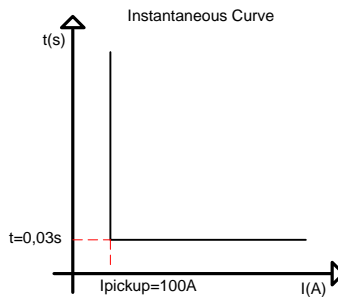
Rele arus lebih waktu tertentu akan bekerja berdasarkan besar arus gangguan. Penjelasan secara singkat rele ini akan bekerja ketika terdapat arus gangguan, maka rele terdekat akan bekerja dengan waktu tertentu untuk segera mengirimkan sinyal untuk membuka CB, jika rele tersebut gagal mengamankan gangguan, maka rele pengaman yang lain akan bekerja sesuai rele pertama setelah waktu tunda dari rele pertama ke rele kedua berakhir. Untuk lebih jelasnya dari penjelasan diatas, gambar rele arus lebih waktu tertentu ada dibawah ini :



Gambar 2. 2 Kurva Rele Arus Lebih Waktu Tertentu

2.5.2 Rele Arus Lebih Waktu Seketika (*Instantaneous*)

Rele arus lebih waktu seketika ini bekerja langsung ketika terdapat arus gangguan atau dapat dikatakan tanpa ada waktu tunda. Saat terdapat arus gangguan yang melebihi setting, maka rele ini akan bekerja antara 0,01 – 0,04 detik , dari penjelasan diatas dapat dilihat seperti Gambar 2.3



Gambar 2. 3 Kurva Rele Arus Lebih Waktu Seketika

2.5.3 Rele Arus Lebih Waktu Terbalik (*Inverse*)

Cara kerja rele arus lebih waktu terbalik tergantung dengan berapa besar arus gangguan tersebut, ketika terjadi arus gangguan yang besar maka rele ini akan segera memberikan perintah kepada CB untuk membuka , akan berbeda ketika besar arus gangguan kecil, maka rele ini

akan aktif relatif lebih lama untuk memberikan perintah kepada CB untuk membuka. Ada beberapa jenis rele arus lebih waktu terbalik, antara lain : *Inverse*, *Long Time Inverse*, *Short Time Inverse*, *Very Inverse*, *Extremely Inverse*.

a. *Long Time Inverse*

Pada kurva *Long Time Inverse* mempunyai bentuk yang paling landai jika dibandingkan dengan jenis kurva yang lain, secara umum kurva jenis ini difungsikan untuk mengamankan trafo dan motor.

b. *Normal Inverse*

Pada kurva *Normal Inverse* mempunyai bentuk yang tidak terlalu curam dan juga tidak terlalu landai jika dibandingkan dengan jenis kurva yang lain, secara umum kurva jenis ini difungsikan sebagai standar koordinasi

c. *Very Inverse*

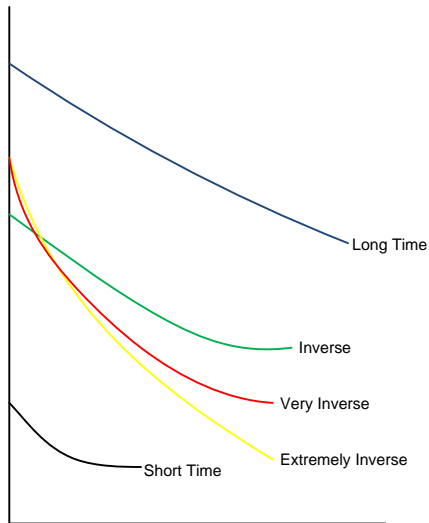
Pada kurva *Very Inverse* mempunyai bentuk lebih curam jika dibandingkan dengan jenis kurva *Normal Inverse*, secara umum kurva jenis *Very Inverse* mempunyai fungsi jika besarnya arus gangguan tidak terlalu jauh dari arus gangguan sebelumnya, maka kurva jenis ini mempunyai waktu tunda yang lebih lama jika dibandingkan dengan jenis kurva *Long Time Inverse* atau *Normal Inverse*.

d. *Short Time Inverse*

Pada kurva *Short Time Inverse*, sesuai dengan namanya jenis kurva ini mempunyai respon yang cepat ketika terjadi gangguan. Sehingga ketika terjadi gangguan hanya membutuhkan waktu yang singkat untuk memberikan perintah kepada CB untuk membuka.

e. *Extremely Inverse*

Pada kurva *Extremely Inverse* mempunyai bentuk yang lebih curam jika dibandingkan jenis kurva *Very Inverse*, kurva jenis ini mempunyai fungsi yang mirip dengan kurva *Very Inverse*, hanya saja kurva jenis ini memiliki waktu tunda yang lebih panjang,. Semua penjelasan tentang jenis kurva rele, dapat dilihat pada Gambar 2.4



Gambar 2. 4 Jenis Kurva Rele Arus Lebih dengan Standart IEEE 242-2001

Perhitungan untuk mencari waktu tunda pada setiap rele berbeda beda, pada tugas akhir ini menggunakan rele MICOM P127, untuk rumus mencari waktu tunda sebagai berikut:

$$t = T \times \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} + L \right) \quad (2.8)$$

Dimana :

- t = Waktu operasi
- K = Faktor (lihat tabel)
- I = Nilai arus yang terukur
- I_s = Nilai arus pick-up
- α = Faktor (lihat tabel)
- L = Konstanta ANSI/IEEE (0 untuk IEC dan RECT)
- T = Pengaturan waktu mulai 0,025 sampai 1,5

Tabel 2. 1 Tabel Standar Kurva

Tipe Kurva	<i>Standard</i>	K faktor	A faktor	L faktor
<i>Standard Inverse</i>	IEC	0,14	0,02	0
<i>Very Inverse</i>	IEC	13,5	1	0
<i>Extremely Inverse</i>	IEC	80	2	0

2.6 Rele Gangguan Ke Tanah (*Graound Fault Relay*)

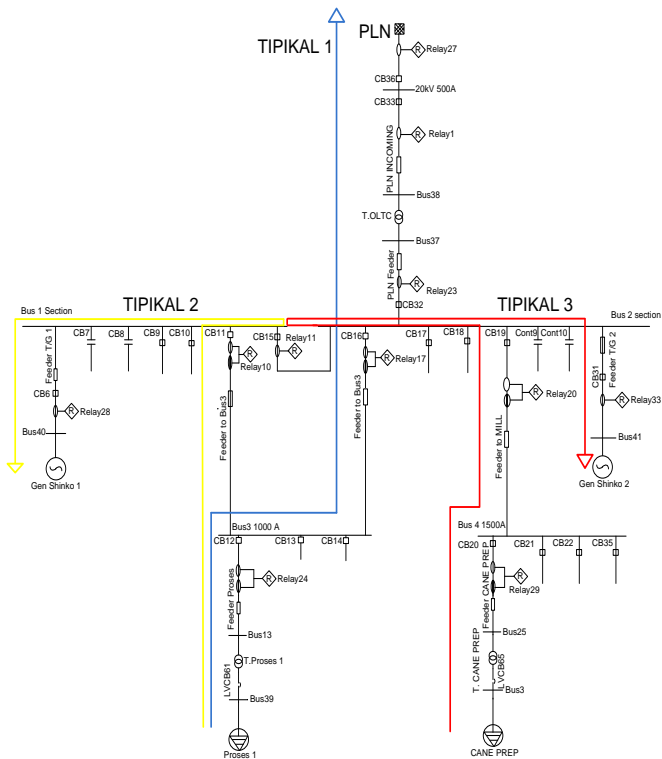
Rele gangguan ke tanah berfungsi untuk mendeteksi ketika terjadi arus yang menuju ke tanah. Secara umum rele ini digunakan bersama dengan ZCT yang terhubung ke fasa yang diketanahkan. Ada beberapa macam gangguan ke tanah, seperti gangguan satu fasa ke tanah, dua fasa ke tanah dan tiga fasa ke tanah.

Pada penulisan tugas akhir ini, setting yang digunakan adalah 10% - 50% dari besar arus hubung singkat satu fasa ke tanah, ada pula cara melakukan setting rele gangguan ke tanah yaitu 10%-40% dari besar arus gangguan ke tanah dan ada juga yang sebesar 20%-80%.

BAB III SISTEM KELISTRIKAN PT.IGG

3.1 Sistem Kelistrikan PT.IGG

Pada bab ke III dalam tugas akhir ini akan membahas tentang data sistem kelistrikan yang terpasang atau *existing* di PT.IGG. Data yang terpasang yang akan dimasukkan seperti data generator, trafo, kabel, motor maupun beban *lump* dan *static load*. Untuk gambar *single line diagram* dari PT.IGG seperti dibawah ini.



Gambar 3. 1 Single Line Diagram PT.IGG

Dapat dilihat single line diagram PT.IGG pada gambar 3.1 , disuplai dari 2 jenis sumber, yaitu dari PLN sebesar 3MW dan dua buah generator milik PT.IGG masing-masing mempunyai kapasitas 10MW. Untuk tegangan yang digunakan pada sistem tersebut, terdapat tegangan 20 kV yang disuplai dari PLN ke T.OLTC, pada T.OLTC yang mempunyai daya sebesar 6 MVA akan menurunkan tegangan menjadi 6,3 kV untuk menyuplai beban motor maupun beban trafo yang ada. Untuk beban trafo yang terdapat pada BUS 3 1000A, dan BUS 4 1500A, trafo-trafo tersebut berfungsi untuk menurunkan tegangan dari 6,3 kV ke 0,4 kV. Pada tegangan 0,4 kv digunakan untuk menyuplai kumpulan beban motor yang direpresentasikan sebagai beban *Lumped*.

3.2 Kapasitas Pembangkitan di PT.IGG

Pada sistem di PT.IGG ada tiga buah sumber yang menyuplai sistem tersebut, yang pertama adalah PLN, yang kedua adalah dua buah generator berbahan uap dan yang ketiga adalah sebuah generator yang berbahan bakar minyak. Semua sumber tersebut tidak digunakan secara bersama- sama, melainkan digunakan pada waktu tertentu, ketika PT.IGG tidak melakukan produksi atau giling tebu , maka PT.IGG hanya menggunakan suplai dari PLN. Ketika musim produksi atau giling tebu, maka PT.IGG akan menggunakan suplai dari PLN untuk memanaskan air pada boiler, ketika air pada boiler sudah mengeluarkan uap yang memenuhi standart untuk memutar turbin generator, maka suplai PLN akan diputus. Untuk generator yang berbahan bakar minyak hanya digunakan sebagai *back-up* saja. Untuk rincian data, ada pada Tabel 3.1

Tabel 3. 1 Data Generator PT.IGG

No	ID Generator	Kapasitas Pembangkitan	kV	% PF
1	Gen Shinko 1	10 MW	6,3	80
2	Gen Shinko 2	10 MW	6,3	80

3.3 Data Transformator di PT.IGG

Pada sistem di PT.IGG terdapat beberapa level tegangan dimulai dari suplai tegangan tinggi dari PLN sebesar 20kv, dari permintaan beban untuk tegangan menengah sebesar 6,3 kV dan 3,3kV, sedangkan untuk permintaan beban tegangan rendah terdapat tegangan 0,4kV dan 0,69kV. Perubahan level tegangan dari 20kV ke beberapa level tegangan

dibawahnya dilakukan oleh transformator, data-data transformator yang terpasang pada sistem di PT.IGG dirangkum pada Tabel 3.2.

Tabel 3. 2 Data Transformator di PT. IGG

No	ID Trafo	Power Rating	kV
1	T.OLTC	8 MVA	20/6,3
2	T.Boiler	3 MVA	6,3/0,4
3	T.Utilities	1,6 MVA	6,3/0,4
4	T.Pupuk	630 kVA	6,3/0,4
5	T.Perum 1a	250 kVA	6,3/0,4
6	T.Perum 1b	250 kVA	6,3/0,4
7	T.Perum 2	250 kVA	6,3/0,4
8	T.Proses 1	2,5 MVA	6,3/0,4
9	T.Proses 2	2 MVA	6,3/0,4
10	T.Proses 3	1,6 MVA	6,3/0,4
11	T.CANE PREP	3,5 MVA	6,3/0,4
12	T.MILL 1&2	3 MVA	6,3/0,69
13	T.HDHS & CUTTER	6 MVA	6,3/3,3
14	T.MILL 3&4	3 MVA	6,3/0,69

3.4 Data Beban Motor di PT.IGG

Pada penulisan tugas akhir ini beban motor dibagi menjadi dua, yaitu beban motor besar dan beban motor-motor kecil yang digabung menjadi *lumped*. Untuk data motor-motor besar yang terdapat di PT.IGG dirangkum pada Tabel 3.3

Tabel 3. 3 Data Beban Motor di PT.IGG

No	ID MOTOR	Kapasitas	Rating Tegangan (kV)
1	FEED WATER PUMP #A	450 KW	6,3
2	FEED WATER PUMP #B	450 KW	6,3
3	INDUSCHE DRAFT FAN #1	400 KW	6,3
4	FORCE DRAFT FAN #1	250 KW	6,3
5	INJECTION WATER PUMP #A	450 KW	6,3
6	INJECTION WATER PUMP #B	450 KW	6,3
7	INJECTION WATER PUMP #C	450 KW	6,3
8	INJECTION WATER PUMP #D	450 KW	6,3
9	FEED WATER PUMP #C	450 KW	6,3
10	INDUSCHE DRAFT FAN #2	400KW	6,3
11	FORCE DRAFT FAN #2	250 KW	6,3
12	MILL 1	880 KW	0,69
13	MILL 2	880 KW	0,69

Tabel 3. 4 Data Beban Motor di PT.IGG (Lanjutan)

No	ID MOTOR	Kapasitas	Rating Tegangan (kV)
14	HDHS	2500KW	3,3
15	CC1	800KW	3,3
16	CC2	800KW	3,3
17	MILL 3	880KW	0,69
18	MILL 4	880KW	0,69

3.5 Data *Static load* dan *Lumped load* di PT.IGG

Data *static load* di PT.IGG adalah data beban untuk perumahan karyawan dan kantor, ada tiga buah trafo yang digunakan untuk menyuplai kebutuhan listrik untuk perumahan dan kantor. Untuk beban *Lumped Load* di PT.IGG terdapat beberapa untuk keperluan produksi atau lainnya. Data-data static load dan lumped ada pada Tabel 3.5

Tabel 3. 5 Data *Static Load* dan *Lumped Load* di PT.IGG

No	ID Peralatan	Jenis Peralatan	RatingTegangan (kV)	Rating Daya (kVA)
1	Perum 1a	<i>Static Load</i>	0,4	11
2	Perum 1b	<i>Static Load</i>	0,4	11
3	Perum 2	<i>Static Load</i>	0,4	101
4	<i>Boiler</i>	<i>Lumped Load</i>	0,4	712
5	<i>Utilities</i>	<i>Lumped Load</i>	0,4	1098
6	<i>Pupuk</i>	<i>Lumped Load</i>	0,4	130
7	Proses 1	<i>Lumped Load</i>	0,4	495
8	Proses 2	<i>Lumped Load</i>	0,4	396
9	Proses 3	<i>Lumped Load</i>	0,4	317
10	<i>Cane Prep</i>	<i>Lumped Load</i>	0,4	640

3.6 Data Kabel di PT.IGG

Data - data kabel yang terpasang pada sistem kelistrikan PT.IGG terlihat pada Tabel 3.6 dan Tabel 3.7

Tabel 3. 6 Data Kabel yang Terpasang di PT.IGG.

No	ID Kabel	Luas Penampang (mm^2)	Tegangan (kV)	Panjang (m)	R (Ω)	X (Ω)
1	<i>Incoming</i>	185	22	220	128	103

Tabel 3. 7 Data Kabel yang Terpasang di PT.IGG (Lanjutan)

No	ID Kabel	Luas Penampang (mm ²)	Tegangan (kV)	Panjang (m)	R (Ω)	X (Ω)
2	Pln Feeder	185	6	60	0,128	0,0792
3	(1G2)	35	6	44	0,668	0,0972
4	(1G3)	35	6	44	0,668	0,0972
5	(1G4)	35	6	125	0,668	0,0972
6	(1G5)	35	6	90	0,668	0,0972
7	(1G6)	185	6	50	0,128	0,0792
8	(1G7)	35	6	250	0,668	0,0972
9	(1G8)	35	6	250	0,668	0,0972
10	(1G9)	185	6	50	0,128	0,0792
11	(1G10)	70	6	50	0,342	0,0891
12	(1G11)	185	6	270	0,128	0,0792
13	(2G3)	185	6	60	0,128	0,0792
14	(2G4)	70	6	60	0,342	0,0891
15	(2G5)	95	6	50	0,247	0,0855
16	(2G6)	185	6	150	0,128	0,0792
17	(2G7)	35	6	250	0,668	0,0972
18	(2G8)	35	6	250	0,668	0,0972
19	(2G9)	185	6	50	0,128	0,0792
20	(2G10)	35	6	94	0,668	0,0972
21	(2G11)	35	6	124	0,668	0,0972
22	(2G12)	35	6	90	0,668	0,0972
23	(2G13)	25	6	50	0,927	0,102
24	(2G14)	35	6	1200	0,668	0,0972
25	(3G2)	50	6	30	0,494	0,094
26	(3G3)	50	6	30	0,494	0,094
27	(3G4)	50	6	30	0,494	0,094
28	(4G2)	50	6	30	0,494	0,094
29	(4G3)	70	6	30	0,342	0,0891
30	(4G4)	70	6	30	0,342	0,0891
31	(4G5)	50	6	30	0,494	0,094

3.7 Arus Hubung Singkat Sistem kelistrikan PT.IGG

Arus hubung singkat pada sistem kelistrikan dibagi menjadi 2 yaitu arus gangguan hubung singkat minimum dan arus gangguan hubung singkat maksimum. Arus hubung singkat maksimum yaitu besar arus gangguan 3 fasa saat waktu *transient*. Arus yang dihasilkan dari gangguan ini dapat digunakan untuk mencari nilai *Time dial* pada curva, selain itu digunakan untuk menentukan pemilihan CB, Sedangkan arus

gangguan minimum yaitu arus gangguan antar fasa, untuk nilai arus gangguan minimum dapat digunakan sebagai acuan *setting* rele data yang digunakan yaitu data tiap saluran sedangkan data tiap Bus seperti pada tabel adalah data arus gangguan maksimum dengan mempertimbangkan arus kontribusi dari setiap saluran.

3.7.1 Arus Hubung Singkat Maksimum

Data arus hubung singkat maksimum ada dua buah data simulasi, yang pertama adalah ketika menggunakan sumber dari generator dan yang kedua menggunakan sumber dari PLN. Data – data rating bus diperlihatkan oleh Tabel 3.8

Tabel 3. 8 Rating Bus Menggunakan Generator

No	ID BUS	Voltage (kV)	Arus hubung singkat minimum (kA)
1	20kv Bus 500A	20	1,9
2	Bus 1 Section	6,3	20,2
3	Bus 2 Section	6,3	20,2
4	Bus 3 1000 A	6,3	17,7
5	Bus 4 1500 A	6,3	19,4
6	Bus 39	0,4	50,8
7	Bus 13	6,3	17,2
8	Bus 40	6,3	20,1
9	Bus 3	0,4	67,6
10	Bus 25	6,3	18,9
11	Bus 41	6,3	20,1

Data pada Tabel 3.10 tentang besar arus hubung singkat maksimum pada bus di PT.IGG ,mempunyai fungsi yang sama seperti Tabel 3.8 yang membedakan dari kedua tabel tersebut yaitu sumber yang digunakan pada sistem PT.IGG , untuk data besar arus hubung singkat maksimum ketika menggunakan sumber PLN ditunjukkan pada Tabel 3.9

Tabel 3. 9 Data Rating Bus Menggunakan Sumber PLN

No	ID BUS	Voltage (kV)	Arus hubung singkat maksimum (kA)
1	20kv Bus 500A	20	14,8
2	Bus 1 Section	6,3	8,6
3	Bus 2 Section	6,3	8,6
4	Bus 3 1000 A	6,3	8,5
5	Bus 4 1500 A	6,3	8,3
6	Bus 39	0,4	43,2
7	Bus 13	6,3	8,4
8	Bus 37	6,3	8,7
9	Bus 38	6,3	14,8

3.7.2 Arus Hubung Singkat Minimum

Data arus hubung singkat minimum yaitu besar arus gangguan *line to line* ketika *steady state*. Besar arus yang dihasilkan dari gangguan ini dapat digunakan sebagai setting rele *overcurrent* untuk kurva *instantaneous*, untuk kurva *instantaneous* arus ini digunakan sebagai batas range pemilihan Iset nya untuk menentukan *pick-up* kurva *instantaneous*, seperti penjelasan sebelumnya, data yang digunakan yaitu data setiap saluran sedangkan data tiap bus seperti Tabel 3.8 adalah arus hubung singkat minimum yang terjadi pada Bus tersebut dengan mempertimbangkan arus kontribusi pada setiap saluran,. Data-data arus hubung singkat minimum di PT.IGG diperlihatkan pada Tabel 3.10

Tabel 3.10 Data Rating Bus Menggunakan Sumber Generator Saat HS Minimum

No	ID BUS	Voltage (kV)	Arus hubung singkat minimum (kA)
1	20kv Bus 500A	20	1,22
2	Bus 1 Section	6,3	8,09
3	Bus 2 Section	6,3	8,09
4	Bus 3 1000 A	6,3	7,61
5	Bus 4 1500 A	6,3	7,82
6	Bus 39	0,4	35,16
7	Bus 13	6,3	7,52
8	Bus 40	6,3	8,09
9	Bus 3	0,4	44,46
10	Bus 25	6,3	7,74
11	Bus 41	6,3	8,09

Data pada Tabel 3.11 tentang besar arus hubung singkat minimum mempunyai fungsi yang sama seperti pada Tabel 3.11 , yang membedakan yaitu sumber yang menyuplai sistem, pada Tabel 3.12 menggunakan sumber PLN.

Tabel 3.11 Data Rating Bus Menggunakan Sumber PLN Saat HS Minimum

No	ID BUS	Voltage (kV)	Arus hubung singkat minimum (kA)
1	20kv Bus 500A	20	12,5
2	Bus 1 Section	6,3	6,28
3	Bus 2 Section	6,3	6,28
4	Bus 3 1000 A	6,3	6,21
5	Bus 4 1500 A	6,3	6,11
6	Bus 39	0,4	33
7	Bus 13	6,3	6,16
8	Bus 37	6,3	6,35
9	Bus 38	6,3	12,13

BAB IV

HASIL SIMULASI KOORDINASI PROTEKSI DI PT.IGG

4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT.IGG

Pemodelan sistem kelistrikan di PT.IGG menggunakan *software* ETAP 12.6.0. Pemodelan sistem berupa gambar *single line diagram* yang berisi tentang peralatan-peralatan yang digunakan beserta data dari peralatan. Peralatan –peralatan ini yang seharusnya dilindungi ketika terjadi gangguan hubung singkat, data data untuk melengkapi *single line diagram* PT.IGG antara lain : generator, motor, *lumped load*, *static load*, rele, kabel, dan transformator.

Ketika pemodelan sudah jadi, maka langkah selanjutnya adalah mencari nilai nilai FLA (*Full load Amper*), hubung singkat minimum dan hubung singkat maksimum. Nilai-nilai tersebut didapatkan dengan cara melakukan simulasi. Nilai-nilai tersebut dapat digunakan untuk melakukan setting rele, untuk lebih rinci, nilai FLA dapat digunakan untuk setting rele pada kurva *inverse*, nilai hubung singkat minimum dapat digunakan sebagai pembatas I_{set} untuk mendapatkan *Ipick-up* kurva *Instantaneous*, sedangkan untuk nilai hubung singkat maksimum dapat digunakan untuk mencari *time dial*.

4.2 Pemilihan Tipikal Koordinasi Proteksi PT.IGG

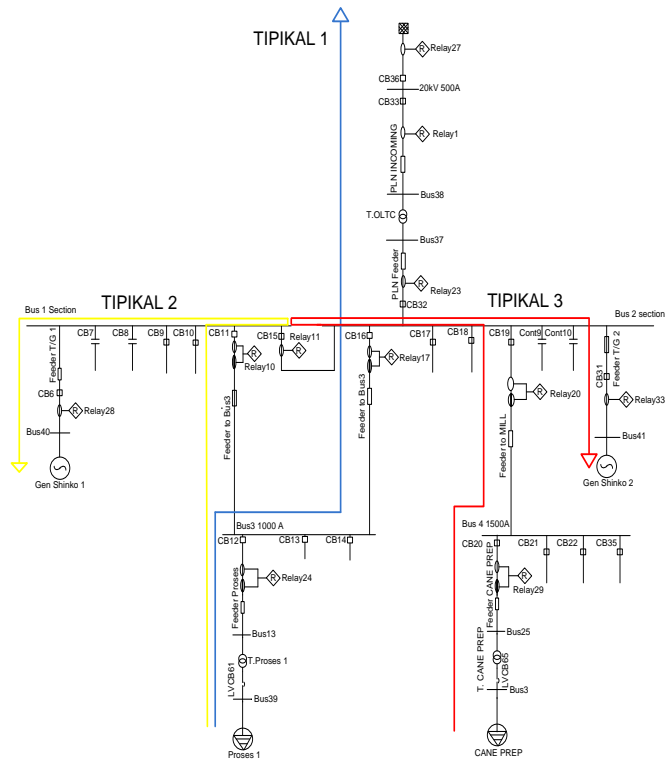
Pemilihan tipikal pada koordinasi proteksi di PT.IGG dibagi menjadi beberapa tipikal, dengan adanya tipikal dapat mewakili sistem yang utuh. Pada sistem di PT.IGG dibagi menjadi 3 tipikal, dari ketiga tipikal tersebut mewakili feeder yang terpanjang dengan sumber, beban terbesar pada bus dan beda produsen rele. Untuk lebih jelas dari tiap tipikal akan dijelaskan:

1. Tipikal 1 : Pada tipikal 1 , yang terdapat garis warna biru, dilakukan koordinasi proteksi dengan sumber dari PLN pada tegangan 20 kV dan sumber dari Generator dimatikan atau OFF. Tegangan yang disuplai dari PLN diturunkan oleh T.OLTC menjadi 6,3 Kv untuk menyuplai permintaan beban di 6,3 kV, setelah itu pada T. Proses 1 tegangan diturunkan menjadi 0,4 kV untuk menyuplai beban *Lumped*. Pada tipikal 1 ini terdapat 5 buah rele yaitu relay1, relay27, relay23, relay17, relay24 dan sebuah LVCBG61.
2. Tipikal 2 : Pada tipikal 2, yang terdapat garis kuning pada *single line diagram*, dilakukan koordinasi proteksi dengan sumber dari

Generator, sedangkan sumber dari PLN dimatikan atau OFF. Sumber dari Gen shinko mempunyai daya sebesar 10MW dan tegangan sebesar 6,3 kV dan pada T.proses1 tegangan diturunkan menjadi 0,4 kV, pada tipikal ini juga melihat jalur terpanjang yang disuplay dengan sumber Gen shinko 1. Pada tipikal 2, terdapat 4 buah rele : relay24,relay10,relay11,relay28, dan sebuah LVCB61.

3. Tipikal 3 : Pada tipikal 3,yang terdapat garis merah,dilakukan koordinasi proteksi dengan sumber dari Gen shinko2 yang mempunyai daya 10MW yang dioperasikan *swing* dengan tegangan 6,3 kV,pada T.CANE N PREP tegangan diturunkan menjadi 0,4 kV, pada tipikal ini terdapat 4 buah rele : relay29,relay20,relay11,relay33 dan sebuah LVCB65.

Sedangkan pemilihan tipikal untuk koordinasi proteksi arus gangguan satu fasa ke tanah dipilih sama seperti tipikal ke 2 dengan sumber Gen shinko 1 lalu diberi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah,. Semua penjelasan tentang tipikal yang akan digunakan pada tugas akhir ini supaya lebih mudah dipahami dapat dilihat pada Gambar 4.1



Gambar 4. 1 Single Line Diagram PT.IGG

4.3 Sistem Koordinasi Proteksi Rele *Overcurrent* Gangguan Fasa

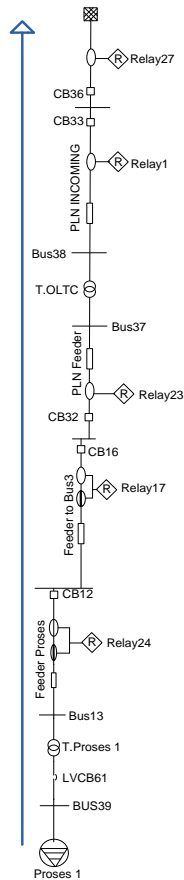
Pada koordinasi proteksi, *rele overcurrent* berfungsi untuk mendeteksi ketika terjadi gangguan hubung singkat dan ketika terjadi *over load*, dengan mempunyai fungsi tersebut diharapkan ketika terjadi gangguan maka dapat dengan cepat melokalisir titik gangguan dan mengamankan peralatan yang terdapat pada sistem tersebut. Ketika sudah memasang rele *overcurrent* pada sistem kelistrikan, ketika terjadi gangguan hubung singkat atau *over load* belum tentu rele akan bekerja sesuai harapan. Ada beberapa faktor yang perlu diperhatikan ketika

melakukan setting rele *overcurrent* supaya dapat bekerja sesuai harapan, antara lain, pemilihan setting *low set*, *high set*, *time dial* dan *time delay*.

Pada pemilihan setting *low set* pada rele harus memperhatikan FLA dari peralatan terdekat dengan rele, sehingga rele dapat membedakan arus gangguan dan arus *full load amper*. Pemilihan *high set* harus memperhatikan arus gangguan minimum pada fasa, pilihlah setting *time dial* pada rele memperhatikan arus gangguan maksimum setelah itu dimasukkan pada persamaan kurva pada rele yang digunakan, sedangkan pemilihan *time delay* harus memperhatikan *time grading*, *time grading* menurut standart antara 0,2 s - 0,4 s.

Ketika semua parameter pada rele sudah disetting, maka dilakukan simulasi pada *Software Etap*, simulasi pada *Software Etap* dapat dilakukan dengan cara memilih *star*, setelah itu menentukan titik gangguan hubung singkat. Langkah selanjutnya yaitu menentukan rele yang akan diplot, ketika semua rele yang akan diplot sudah ditandai maka pilih *Create Star View* dan dapat dilihat apakah kerja rele sesuai atau belum.

4.4 Koordinasi Proteksi Rele *Overcurrent* Tipikal 1

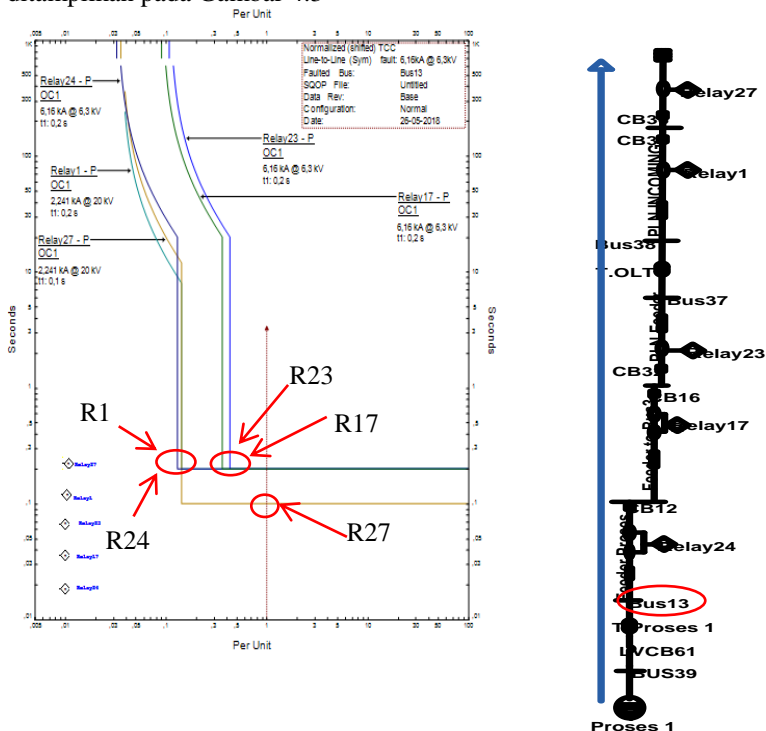


Gambar 4. 2 Single Line Diagram Tipikal 1

Pada pemilihan tipikal 1 dipilih karena jalur terpanjang ketika menggunakan sumber dari PLN, selain itu pemilihan beban juga dipilih yang paling besar pada Bus tersebut, beban yang dipilih yaitu beban *lumped* sebesar 495 kVA. Pada tipikal 1 terdiri dari 5 *Relay* dan sebuah LV CB yang harus dilakukan *resetting*. Sebuah LV CB digunakan untuk mengamankan trafo ketika terjadi arus gangguan pada beban Proses 1,

selanjutnya ada *Relay24* yang digunakan sama untuk mengamankan T.Proses1. Diatas *Relay24* terdapat *Relay17* yang berada pada *feeder to bus 3*, diatasnya *Relay17* terdapat *Relay23* yang berfungsi untuk mengamankan T OLTC. Diatas T OLTC terdapat *Relay1* yang berfungsi untuk mengamankan trafo tersebut, dan terakhir *Relay27* yang berfungsi sebagai *back-up* dari *Relay1*. Pada Gambar 4.2 dapat dilihat gambar *single line diagram* tipikal 1.

Sebelum melakukan *resetting*, maka setting existing harus dilihat apakah sudah benar atau belum. Untuk setting existing pada tipikal 1 ketika terjadi gangguan *line to line* pada bus 13 maka dapat dilihat rele yang aktif atau bekerja ketika terjadi gangguan, dan hasil plot rele ditampilkan pada Gambar 4.3



Gambar 4.3 Kurva Rele Overcurrent Existing

Dari gambar kurva diatas dapat dilihat ketika ada gangguan di bus 13 dengan tegangan bus 6,3 kV, maka rele yang pertama merasakan gangguan yaitu relay27, sedangkan letak relay27 terletak diatas T.OLTC, sehingga urutan pada tipikal 1 salah, seharusnya ketika terjadi gangguan maka rele terdekat dengan gangguan yang pertama aktif atau berkerja. Selain itu dapat dilihat setelah 0,1s relay27 bekerja maka terdapat 4 buah rele yang akan aktif bersama, ketika 4 buah rele aktif secara bersama maka fungsi rele harus secepat mungkin dapat melokalisir gangguan menjadi tidak berarti, karena area yang padam luas. Sehingga dapat disimpulkan pada tipikal 1 urutan rele bekerja dan *time grading* pada tipikal 1 salah.

Setelah mengetahui kesalahan setting pada tipikal 1, maka dilakukan *resetting* sebagai berikut. Untuk mendapatkan perhitungan *setting high set, low set, time dial*, dan *time delay* pada tipikal 1.

a. LV CB- CB61

<i>Manufacture</i>	:ABB
<i>Curve Type</i>	: <i>Long Time & Short Time</i>
FLA sek T.Proses1	: 714,5 A
<i>Sensor</i>	: 800 A
Isc min 30 cycle	: 33 kA (0,4 kV)
Isc max 4 cycle	: 39,94 kA (0,4 kV)

Long-Time

$$1,05 \times FLA < Iset < 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 714,5A < Iset < 1,4 \times 714,5 A$$

$$750,225 A < Iset < 1000,3 A$$

- Dipilih Iset = 750,225,4
- Dengan sensor sebesar 800, maka perhitungan Tap = $\frac{750,225}{800}$
- Dipilih Tap = 0,95
- Dipiliha LT Band = *Curve A*

Short-Time

$$1,6 \times FLA < Iset < 0,8 \times Isc \text{ min}$$

$$1,6 \times 714,5 < Iset < 0,8 \times 33000 A$$

$$1143,2 < Iset < 26400 A$$

- Dipilih Iset = 5000 A
- Dipilih Tap = 8

- Dipilih ST Band = *Curve A*

b. Relay24

Manufacture = ALSTOM
 Model = Micom P127
 FLA T.Proses1 = 229,1 A
 Curve Type = IEC – Extremely Inverse
 CT ratio = 200 /5

1. Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA T.Proses1} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA T.Proses1}$$

$$1,05 \times 229,1 < \text{Iset} < 1,4 \times 229,1$$

$$240,555 < \text{Iset} < 320,74$$

$$\frac{240,555}{200} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{320,74}{200} \text{ In}$$

$$1,203 \text{ In} < \text{Tap} < 1,604 \text{ In}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Dipilih Tap} &= 1,6 \text{ In} \\
 \text{Iset} &= 1,6 \times 200 \\
 &= 320 \text{ A}
 \end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\text{Waktu Operasi (t)} = 0,1 \text{ detik}$$

$$\text{Isc max 4cycle} = 8230 \text{ A}$$

$$t = t_d \times \frac{80}{\left(\frac{\text{Isc max}}{\text{Is}}\right)^2 - 1}$$

$$t_d = 0,1 \times \frac{\left(\frac{8230}{2742}\right)^2 - 1}{80}$$

$$t_d = 0,01$$

$$\text{dipilih time dial} = 0,7$$

3. Instantaneous Pickup

$$\text{Isc min} = 6160 \text{ A}$$

$$1,6 \times \text{FLA primer T.Proses1} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$1,6 \times 229,1 < \text{Iset} < 0,8 \times 6160$$

$$336,56 < \text{Iset} < 4928$$

$$\frac{336,56}{200} \text{ In} < \text{Iset} < \frac{4928}{200}$$

$$\begin{aligned}
 1,683I_n &< I_{set} < 24,64I_n \\
 \text{Dipilih Tap} &= 13,71 I_n \\
 I_{set} &= 13,71 \times 200 \\
 &= 2742 \text{ A}
 \end{aligned}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,1s$$

c. Relay17

$$\begin{aligned}
 \text{Manufacture} &= \text{ALSTOM} \\
 \text{Model} &= \text{Micom P127} \\
 \text{FLA feeder (2G3)} &= 559 \text{ A} \\
 \text{Curve Type} &= \text{IEC} - \text{Extremely Inverse} \\
 \text{CT ratio} &= 600 /5
 \end{aligned}$$

1. Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}
 1,05 \times \text{FLA feeder (2G3)} &< I_{set} < 1,4 \times \text{FLA feeder (2G3)} \\
 1,05 \times 559 &< I_{set} < 1,4 \times 559 \\
 586,95 &< I_{set} < 782,6 \\
 \frac{586,95}{600} I_n &< \text{Tap} < \frac{782,6}{600} I_n \\
 0,979 I_n &< \text{Tap} < 1,305 I_n \\
 \text{Dipilih Tap} &= 0,99 I_n \\
 I_{set} &= 0,99 \times 600 \\
 &= 594 \text{ A}
 \end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\begin{aligned}
 \text{Waktu Operasi (t)} &= 0,3 \text{ detik} \\
 I_{sc \text{ max } 4\text{cycle}} &= 8050 \text{ A} \\
 t &= t_d \times \frac{80}{\left(\frac{I_{sc \text{ max}}}{I_s}\right)^2 - 1} \\
 t_d &= 0,3 \times \frac{\left(\frac{8050}{3078}\right)^2 - 1}{80} \\
 t_d &= 0,021 \\
 \text{dipilih time dial} &= 0,65
 \end{aligned}$$

3. Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned}
 I_{sc \text{ min}} &= 6210 \text{ A} \\
 1,6 \times \text{FLA feeder (2G3)} &< I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min}} \\
 1,6 \times 559 &< I_{set} < 0,8 \times 6210 \\
 894,4 &< I_{set} < 4968 \\
 \frac{894,4}{600} I_n &< I_{set} < \frac{4968}{600} I_n \\
 1,491 I_n &< I_{set} < 8,28 I_n \\
 \text{Dipilih Tap} &= 4,2 I_n \\
 \text{Iset} &= 5,13 \times 600 \\
 &= 3078 \text{ A}
 \end{aligned}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,3\text{s}$$

d. Relay23

$$\begin{aligned}
 \text{Manufacture} &= \text{ALSTOM} \\
 \text{Model} &= \text{Micom P127} \\
 \text{FLA sek T.OLTC} &= 733,1 \text{ A} \\
 \text{Curve Type} &= \text{IEC} - \text{Extremely Inverse} \\
 \text{CT ratio} &= 800 / 5
 \end{aligned}$$

1. Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}
 1,05 \times \text{FLA sek T.OLTC} &< I_{set} < 1,4 \times \text{FLA sek T.OLTC} \\
 1,05 \times 733,1 &< I_{set} < 1,4 \times 733,1 \\
 769,775 &< I_{set} < 1026,34 \\
 \frac{769,775}{800} I_n &< \text{Tap} < \frac{1026,34}{800} I_n \\
 0,9623 I_n &< \text{Tap} < 1,283 I_n \\
 \text{Dipilih Tap} &= 0,97 I_n \\
 \text{Iset} &= 0,97 \times 800 \\
 &= 776 \text{ A}
 \end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\begin{aligned}
 \text{Waktu Operasi (t)} &= 0,5 \text{ detik} \\
 I_{sc \text{ max 4cycle}} &= 7250 \text{ A} \\
 t &= t_d \times \frac{80}{\left(\frac{I_{sc \text{ max}}}{I_s}\right)^2 - 1} \\
 t_d &= 0,5 \times \frac{\left(\frac{7250}{3500}\right)^2 - 1}{80} \\
 t_d &= 0,020
 \end{aligned}$$

dipilih *time dial* = 0,55

3. Instantaneous Pickup

Isc min = 6280 A

$1,6 \times \text{FLA sek T.OLTC} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$

$1,6 \times 733,1 < \text{Iset} < 0,8 \times 6280$

$1172,96 < \text{Iset} < 5024$

$\frac{1172,96}{800} \text{ In} < \text{Iset} < \frac{5024}{800}$

$1,466 \text{ In} < \text{Iset} < 6,28 \text{ In}$

Dipilih Tap = 4,4 In

Iset = $4,4 \times 800$
= 3520 A

4. Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,5s

e. Relay1

Manufacture = ALSTOM

Model = Micom P127

FLA prim T.OLTC = 230,9A

Curve Type = IEC – *Extremely Inverse*

CT ratio = 400 /5

1. Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA prim T.OLTC} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA prim T.OLTC}$

$1,05 \times 230,9 < \text{Iset} < 1,4 \times 230,9$

$242,445 < \text{Iset} < 323,26$

$\frac{242,445}{400} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{323,26}{400} \text{ In}$

$0,606 \text{ In} < \text{Tap} < 0,808 \text{ In}$

Dipilih Tap = 0,75 In

Iset = $0,75 \times 400$
= 300 A

2. Time Dial

Waktu Operasi (t) = 0,1 detik

Isc max 4cycle = 14000 A

$t = \text{td} \times \frac{80}{\left(\frac{\text{Isc max}}{\text{Is}}\right)^2 - 1}$

$$\begin{aligned}
 td &= 0,1 \times \frac{\left(\frac{14000}{5132}\right)^2 - 1}{80} \\
 80td &= 0,008 \\
 \text{dipilih } time \text{ dial} &= 0,7
 \end{aligned}$$

3. Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned}
 I_{sc \text{ min}} &= 12130 \text{ A} \\
 1,6 \times \text{FLA prim T.OLTC} &< I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min}} \\
 1,6 \times 230,9 &< I_{set} < 0,8 \times 12130 \\
 369,44 &< I_{set} < 9704 \\
 \frac{369,44}{400} I_n &< I_{set} < \frac{9704}{400} I_n \\
 0,9236 I_n &< I_{set} < 24,26 I_n \\
 \text{Dipilih Tap} &= 12,83 I_n \\
 I_{set} &= 12,83 \times 400 \\
 &= 5132 \text{ A}
 \end{aligned}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,1s$$

f. Relay27

$$\begin{aligned}
 \text{Manufacture} &= \text{ALSTOM} \\
 \text{Model} &= \text{Micom P127} \\
 \text{FLA prim T.OLTC} &= 230,9A \\
 \text{Curve Type} &= \text{IEC} - \text{Extremely Inverse} \\
 \text{CT ratio} &= 400 /5
 \end{aligned}$$

1. Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}
 1,05 \times \text{FLA prim T.OLTC} &< I_{set} < 1,4 \times \text{FLA prim T.OLTC} \\
 1,05 \times 230,9 &< I_{set} < 1,4 \times 230,9 \\
 242,445 &< I_{set} < 323,26 \\
 \frac{242,445}{400} I_n &< \text{Tap} < \frac{323,26}{400} I_n \\
 0,606 I_n &< \text{Tap} < 0,808 I_n \\
 \text{Dipilih Tap} &= 0,75 I_n \\
 I_{set} &= 0,75 \times 400 \\
 &= 300 \text{ A}
 \end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\text{Waktu Operasi (t)} = 0,1 \text{ detik}$$

$$\text{Isc max 4cycle} = 14430 \text{ A}$$

$$t = t_d \times \frac{80}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_s}\right)^2 - 1}$$

$$t_d = 0,1 \times \frac{\left(\frac{14000}{5130}\right)^2 - 1}{80}$$

$$t_d = 0,008$$

$$\text{dipilih time dial} = 0,7$$

3. Instantaneous Pickup

$$\text{Isc min} = 12500 \text{ A}$$

$$1,6 \times \text{FLA prim T.OLTC} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$1,6 \times 230,9 < \text{Iset} < 0,8 \times 12500$$

$$369,44 < \text{Iset} < 10000$$

$$\frac{369,44}{400} \text{ In} < \text{Iset} < \frac{10000}{400}$$

$$0,9236 \text{ In} < \text{Iset} < 25 \text{ In}$$

$$\text{Dipilih Tap} = 12,83 \text{ In}$$

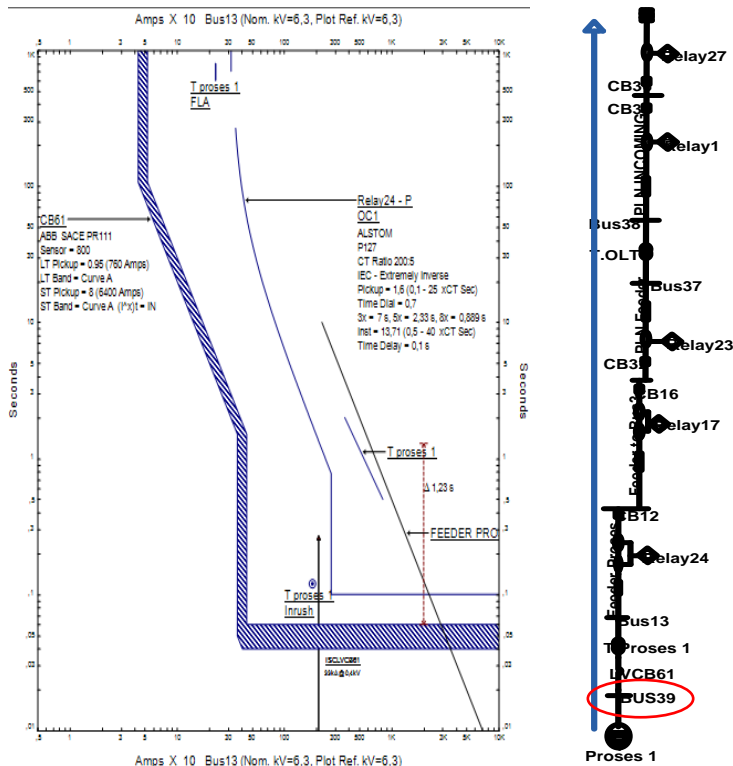
$$\text{Iset} = 12,83 \times 400$$

$$= 5132 \text{ A}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,1 \text{ s}$$

Ketika semua rele sudah *disetting* sesuai perhitungan diatas, maka langkah selanjutnya yaitu melakukan simulasi hubung singkat dan rele yang sudah di setting diplot untuk melihat apakah hasilnya sudah sesuai atau belum pada *time current curve*. Hasil plot *time current curve* dapat dilihat pada Gambar 4.4.



Gambar 4. 4 Hasil Kurva pada Tipikal1, dengan Gangguan di Bus 39

Pada gambar kurva di atas terlihat ketika terjadi gangguan *line to line* pada bus 39 di tegangan 0,4 kV maka LVCB61 yang aktif pertama kali untuk mengamankan trafo,LVCB akan merasakan arus sebesar 32,99Ka dan akan aktif pada 0,06s ketika terjadi gangguan, jika LVCB gagal untuk mengamankan gangguan, sebagai *backupnya* yaitu relay24 akan aktif pada waktu 0,997s. Untuk setting Relay24 yang berada pada diatas trafo juga sudah aman dari *inrush* trafo.

Dengan menggunakan *software* Etap dapat dilihat respon rele ketika terjadi arus gangguan dengan cara memilih *sequence viewer*. Pada tabel dibawah ini ketika terjadi gangguan pada bus 39.

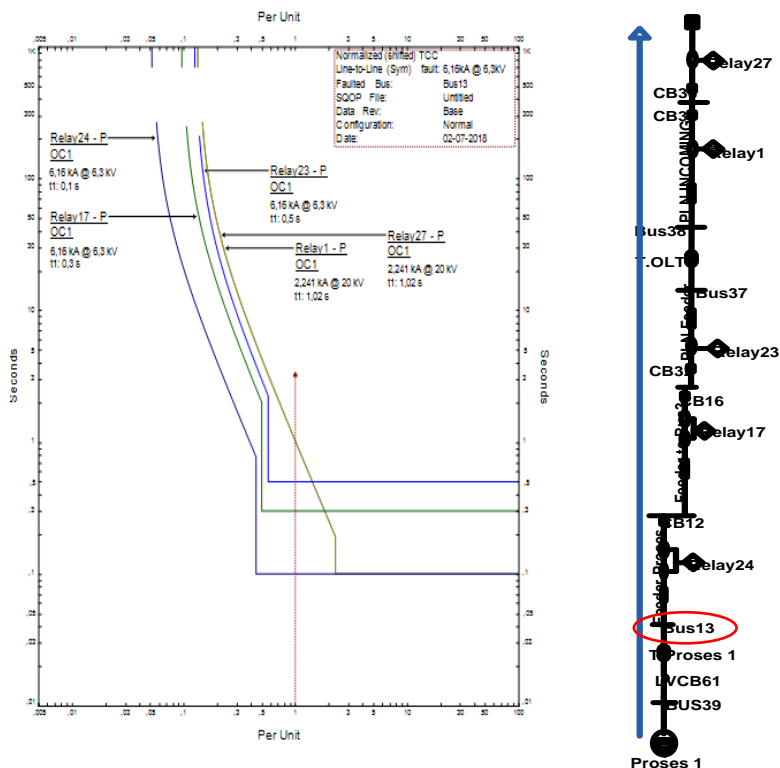
Tabel 4. 1 *Sequence Viewer* gangguan pada bus 39

Line to Line (Symmetrical) fault on Bus 39					
Time (ms)	ID	If(kA)	T1	T2	Condition
60	LVCB61	32,99	40,0	60	Phase
997	Relay24	2,419	997		Phase-OC1-51
1067	CB12		70,0		Tripped by Relay17 Phase-OC1-51

Pada tabel 4.1 dapat dilihat ketika terjadi gangguan *line to line* pada bus 39, LVCB61 aktif pada 0,6s dan merasakan gangguan sebesar 32,99 kA, pada kolom condition menunjukkan terjadi gangguan fasa. Setelah itu Relay24 aktif pada 0,997s setelah terjadi gangguan dan merasakan arus gangguan sebesar 2,419 kA, pada kolom condition dapat dilihat yang aktif yaitu OC1-51 yaitu terjadi gangguan hubung singkat pada fasa. Setelah itu CB12 aktif pada 1,06 s, perbedaan 0,7s tersebut diperoleh dari penambahan delay rele dan delay CB saat aktif.

Pada tipikal 1 ketika terjadi gangguan *line to line* pada bus 13 hasil plot kurva dapat dilihat pada Gambar 4.5. Ketika terjadi gangguan *line to line* pada bus 13, maka relay24 akan aktif 0,1s, sebagai backupnya terdapat relay17 yang aktif pada waktu 0,3s jika masih gagal terdapat relay23 yang aktif pada 0,5s. Jika gangguan masih belum terisolir maka gangguan akan terkena dari relay1 dan relay27 yang aktif dengan waktu tunda lebih lama. Dapat disimpulkan, jika terjadi gangguan pada bus 13 urutan trip sudah urut dengan *time delay* minimal 0,2s kecuali pada relay1 dan relay27 yang mempunyai delay lebih lama dikarenakan berbeda tegangan dengan titik gangguan.

Untuk *sequence viewer* ketika terjadi gangguan *line to line* pada bus 13, dapat dilihat pada Tabel 4.2



Gambar 4. 5 Time Current Curve pada Bus 13

Tabel 4. 2 Sequence Viewer Gangguan pada Bus13

Line to line (symmetrical) fault on bus13					
Time(ms)	ID	If(kA)	T1(ms)	T2(ms)	Condition
100	Relay24	6,16	100		Phase-OC1-50
170	CB12		70,0		Tripped by Relay24 Phase-OC1-50

Tabel 4. 3 Sequence Viewer Gangguan pada Bus 13 (Lanjutan)

Time(ms)	ID	If(kA)	T1(ms)	T2(ms)	Condition
300	Relay17	6,16	300		Phase-OC1-50
370	CB16		70,0		Tripped by Relay17 Phase-OC1-50
500	Relay23	6,16	500		Phase-OC1-50
570	CB32		70,0		Tripped by Relay23 Phase-OC1-50
1022	Relay1	2,241	1022		Phase-OC1-50
1022	Relay27	2,241	1022		Phase-OC1-50
1087	CB33		65,0		Tripped by Relay1 Phase-OC1-51
1087	CB36		65,0		Tripped by Relay27 Phase-OC1-51

Pada tabel 4.2 dan tabel 4.3 respon rele ketika terjadi gangguan dapat dilihat pada kolom *time* (ms). Rele yang pertama aktif relay24 dan setelah itu yang aktif relay17 dan dan relay23 dengan time grading 0,2s hal ini sudah benar karena sudah sesuai standart, sedangkan jarak aktif dari relay23 ke relay1 dan relay27 mempunyai *time grading* 0,52 s hal ini tidak masalah,karena ketika terjadi beda tegangan untuk menghindari rele aktif secara bersama minimal 0,2s.

Ketika terjadi gangguan *line to line* pada bus 38, maka hasil plot kurva dapat dilihat pada Gambar 4.6

Tabel 4. 4 Sequence Viewer Gangguan pada Bus 38

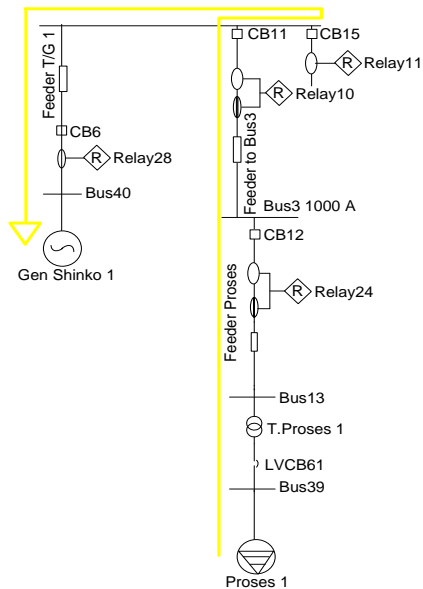
Line to line (Symmetrical) fault on bus 38					
Time(ms)	ID	If(kA)	T1(ms)	T2(ms)	Condition
100	Relay1	12,128	100		Phase-OC1-50
100	Relay27	12,128	100		Phase-OC1-50
165	CB33		65,0		Tripped by Relay1 Phase-OC1-50
165	CB36		65,0		Tripped by Relay27 Phase-OC1-50

Pada tabel 4.4 ketika terjadi gangguan *line to line* relay1 dan relay27 aktif 0,1s hal ini dapat dilihat pada kolom *time* (ms), dan rele merasakan arus gangguan sebesar 12,128 Ka, dapat dilihat pada tabel If (kA).

4.5 Koordinasi Proteksi Rele Overcurrent Tipikal 2

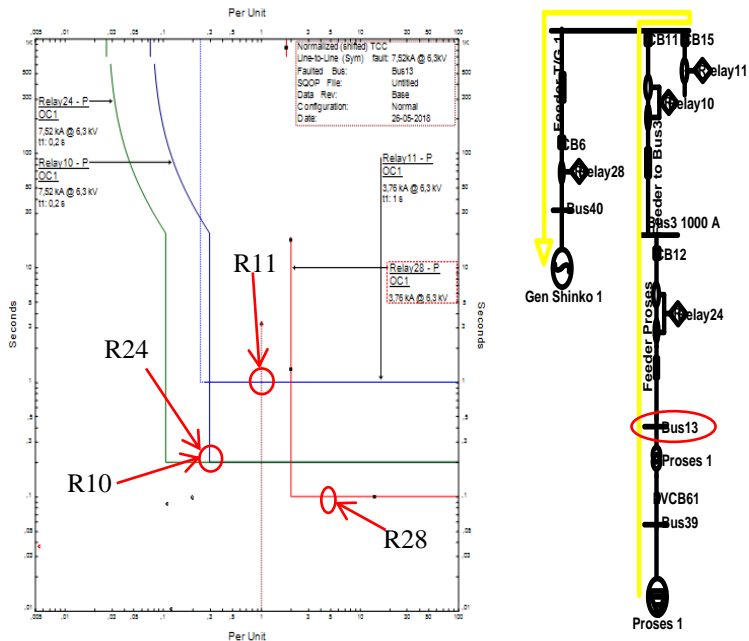
Koordinasi proteksi pada tipikal 2 terdapat 4 rele dan sebuah LVCB, tipikal 2 mirip dengan tipikal 1, yang membedakan yaitu sumbernya yaitu Gen Shinko 1. Sehingga untuk *setting* beberapa rele dibuat sama dengan setting di tipikal1. Untuk gambar tipikal 2, seperti Gambar 4.7

Data yang diperoleh dari PT.IGG ketika dilakukan simulasi dengan diberi gangguan *line to line* pada bus 13, hasil kurva rele *overcurrent* dapat dilihat pada Gambar 4.8.



Gambar 4. 7 Single Line Diagram Tipikal 2

Dari kurva pada Gambar 4.8, yaitu kondisi sebelum dilakukan *resetting (existing)* ketika terjadi gangguan line to line pada bus 13, terlihat dua buah rele yaitu relay24 dan relay10 akan aktif bersama dengan waktu 0,2s, ketika kedua rele tersebut aktif bersama maka feeder didekat proses1 akan padam sehingga fungsi rele untuk melokalisir gangguan menjadi gagal. Delay yang digunakan dari relay24 dan Relay10 ke relay11 yaitu 0,9s, delay tersebut dapat dipercepat minimal 0,2 untuk menghindari rele aktif secara bersama dan supaya ketika terjadi gangguan menjadi cepat dilokalisir. Setting relay28 kurang tepat,karena ketika terjadi gangguan pada satu level tegangan maka harus mengenai kurva *Instantaneous*.



Gambar 4. 8 Kurva Rele Over Current pada Tipikal 2 (Existing)

Dengan melihat kesalahan tersebut, maka akan dilakukan *resetting* untuk mendapatkan perhitungan *setting high set, low set, time dial*, dan *time delay* pada tipikal 1.

a. LV CB- CB61

Manufacture : ABB
 Curve Type : Long Time & Short Time
 FLA Proses 1 : 714,5 A
 Sensor : 800 A
 Isc min 30 cycle : 33 kA (0,4 kV)
 Isc max 4 cycle : 39,94 kA (0,4 kV)

Long-Time

$1,05 \times FLA < I_{set} < 1,4 \times FLA$
 $1,05 \times 714,5 \text{ A} < I_{set} < 1,4 \times 714,5 \text{ A}$
 $750,225 \text{ A} < I_{set} < 1000,3 \text{ A}$

- Dipilih Iset = 750,225
- Dengan sensor sebesar 800, maka perhitungan $\text{Tap} = \frac{750,225}{800}$
- Dipilih Tap = 0,95
- Dipiliha LT Band = *Curve A*

Short-Time

$$1,6 \times \text{FLA} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$1,6 \times 714,5 < \text{Iset} < 0,8 \times 33000 \text{ A}$$

$$1143,2 < \text{Iset} < 26400 \text{ A}$$

- Dipilih Iset = 5000 A
- Dipilih Tap = 8
- Dipilih ST Band = *Curve A*

b. Relay24

<i>Manufacture</i>	= ALSTOM
<i>Model</i>	= Micom P127
<i>FLA T.Proses1</i>	= 229,1 A
<i>Curve Type</i>	= IEC – <i>Extremely Inverse</i>
<i>CT ratio</i>	= 200 /5

1. Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA T.Proses1} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA T.Proses1}$$

$$1,05 \times 229,1 < \text{Iset} < 1,4 \times 229,1$$

$$240,555 < \text{Iset} < 320,74$$

$$\frac{240,555}{200} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{320,74}{200} \text{ In}$$

$$1,203 \text{ In} < \text{Tap} < 1,604 \text{ In}$$

Dipilih Tap	= 1,6 In
Iset	= 1,6 × 200
	= 320 A

2. Time Dial

Waktu Operasi (t)	= 0,1 detik
Isc max 4cycle	= 8230 A

$$t = \text{td} \times \frac{80}{\left(\frac{\text{Isc max}}{\text{Is}}\right)^2 - 1}$$

$$\text{td} = 0,1 \times \frac{\left(\frac{8230}{2742}\right)^2 - 1}{80}$$

td = 0,01

dipilih *time dial* = 0,7

3. Instantaneous Pickup

Isc min = 6160 A

$1,6 \times \text{FLA primer T.Proses1} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$

$1,6 \times 229,1 < \text{Iset} < 0,8 \times 6160$

$336,56 < \text{Iset} < 4928$

$\frac{336,56}{200} \text{ In} < \text{Iset} < \frac{4928}{200}$

$1,683 \text{ In} < \text{Iset} < 24,64 \text{ In}$

Dipilih Tap = 13,71 In

Iset = $13,71 \times 200$
= 2742 A

4. Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,1s

c. Relay10

Manufacture = ALSTOM

Model = Micom P127

FLA feeder (2G3) = 559 A

Curve Type = IEC – *Extremely Inverse*

CT ratio = 600 /5

1. Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA feeder (2G3)} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA feeder (2G3)}$

$1,05 \times 559 < \text{Iset} < 1,4 \times 559$

$586,95 < \text{Iset} < 782,6$

$\frac{586,95}{600} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{782,6}{600} \text{ In}$

$0,979 \text{ In} < \text{Tap} < 1,305 \text{ In}$

Dipilih Tap = 0,99 In

Iset = $0,99 \times 600$

= 594 A

2. Time Dial

Waktu Operasi (t) = 0,3 detik

Isc max 4cycle = 8050 A

$t = td \times \frac{80}{\left(\frac{Isc\ max}{Is}\right)^2 - 1}$

$$td = 0,3 \times \frac{\left(\frac{8050}{3078}\right)^2 - 1}{80}$$

$$td = 0,021$$

dipilih *time dial* = 0,65

3. Instantaneous Pickup

$$I_{sc \text{ min}} = 6210 \text{ A}$$

$$1,6 \times \text{FLA feeder (2G3)} < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min}}$$

$$1,6 \times 559 < I_{set} < 0,8 \times 6210$$

$$894,4 < I_{set} < 4968$$

$$\frac{894,4}{600} I_n < I_{set} < \frac{4968}{600}$$

$$1,491 I_n < I_{set} < 8,28 I_n$$

Dipilih Tap = 5,13 I_n

Iset = 5,13 × 600

= 3078 A

4. Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,3s

d. Relay11

Manufacture = ALSTOM

Model = Micom P127

Curve Type = IEC – *Extremely Inverse*

CT ratio = 3000 /5

1. Time Overcurrent Pickup

Dipilih Tap = 0,28 I_n

Iset = 0,28 × 3000

= 840 A

2. Time Dial

Waktu Operasi (t) = 0,5 detik

Isc max 4cycle = 12170 A

$$t = td \times \frac{80}{\left(\frac{I_{sc \text{ max}}}{I_s}\right)^2 - 1}$$

$$td = 0,5 \times \frac{\left(\frac{12170}{2580}\right)^2 - 1}{80}$$

td = 0,13
dipilih *time dial* = 0,5

3. Instantaneous Pickup

Dipilih Tap = 0,86 In
Iset = 0,86 × 3000
= 2580 A

4. Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,5s

e. **Relay28**

Manufacture = ALSTOM
Model = Micom P127
FLA Gen Shinko1 = 1078 A
Curve Type = IEC – *Extremely Inverse*
CT ratio = 1500 /5

1. Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA Gen Shinko1} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA Gen Shinko1}$
 $1,05 \times 1078 < \text{Iset} < 1,4 \times 1078$
 $1131,9 < \text{Iset} < 1509,2$
 $\frac{1131,9}{1500} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{1509,2}{1500} \text{ In}$
 $0,755 \text{ In} < \text{Tap} < 1,006 \text{ In}$
Dipilih Tap = 0,76 In
Iset = 0,76 × 1500
= 1140 A

2. Time Dial

Waktu Operasi (t) = 0,7 detik
Isc max 4cycle = 5670 A

$$t = td \times \frac{80}{\left(\frac{Isc \max}{Is}\right)^2 - 1}$$

$$td = 0,7 \times \frac{\left(\frac{5670}{2715}\right)^2 - 1}{80}$$
td = 0,029
dipilih *time dial* = 0,7

3. Instantaneous Pickup

$$I_{sc \text{ min}} = 4050 \text{ A}$$

$$1,6 \times FLA \text{ Gen Shinko1} < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min}}$$

$$1,6 \times 1078 < I_{set} < 0,8 \times 4050$$

$$1724,8 < I_{set} < 3240$$

$$\frac{1724,8}{1500} \text{ In} < I_{set} < \frac{3240}{1500}$$

$$1,1498 \text{ In} < I_{set} < 2,16 \text{ In}$$

$$\text{Dipilih Tap} = 1,81 \text{ In}$$

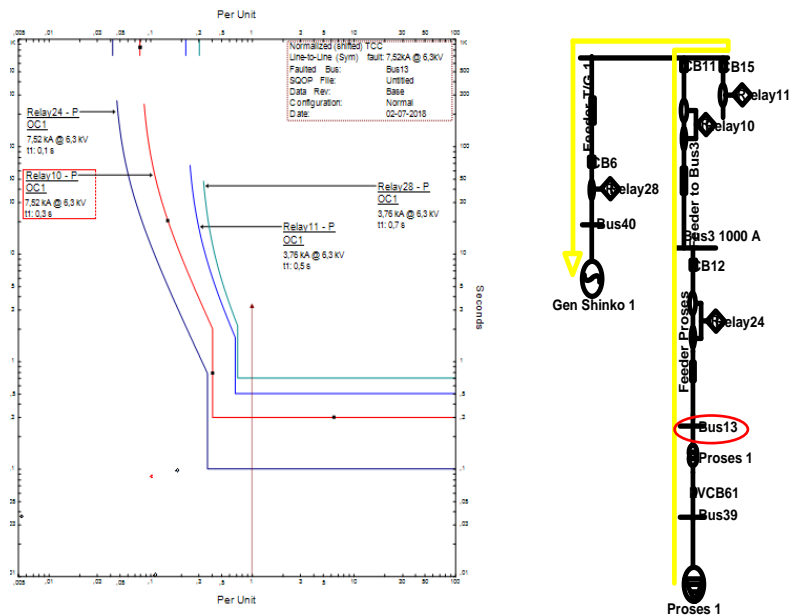
$$I_{set} = 1,81 \times 1500$$

$$= 2715 \text{ A}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,7 \text{ s}$$

Ketika semua rele sudah *disetting* sesuai perhitungan diatas, maka langkah selanjutnya yaitu melakukan simulasi hubung singkat dan rele yang sudah di *setting* diplot untuk melihat apakah hasilnya sudah sesuai atau belum pada *time current curve*. Hasil plot *time current curve* dapat dilihat pada Gambar 4.9



Gambar 4. 9 Time Current Curve Tipikal 2, dengan Gangguan di Bus 13

Pada Gambar 4.9 dapat dilihat ketika terjadi gangguan *line to line* pada bus 13, maka relay24 akan aktif dengan waktu 0,1s sebagai *backupnya* terdapat relay10 yang aktif dengan waktu 0,3s, jika gangguan belum dapat disolir maka relay11 akan aktif pada 0,5s dan relay28 akan aktif dengan waktu 0,7s. Dapat disimpulkan jika terjadi gangguan *line to line* pada bus 13, maka koordinasi rele dari relay24 sampai relay28 sudah tepat dengan *time delay* minimal 0,2s sesuai standart. Dapat dilihat juga setting relay24 juga sudah aman dari *inrush* trafo.

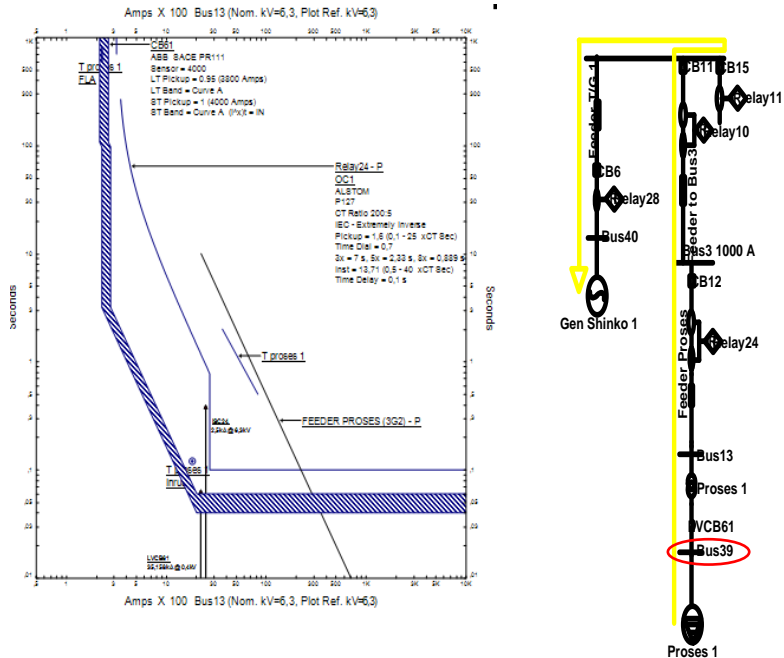
Untuk melihat respon rele ketika terjadi gangguan dengan memilih *sequence viewer* dapat dilihat pada Tabel 4.5

Tabel 4. 5 Sequence Viewer pada Tipikal 2, Bus 13

Line to line (Symmetrical) fault on Bus 13					
Time(ms)	ID	If	T1	T2	Condition
100	Relay24	7,52	100		Phase-OC1-50
170	CB12		70,0		Tripped by Relay24 Phase-OC1-50
300	Relay10	7,52	300		Phase-OC1-50
370	CB11		70,0		Tripped by Relay10 Phase-OC1-50
500	Relay11	3,76	500		Phase-OC1-50
570	CB15		70,0		Tripped by Relay11 Phase-OC1-50
700	Relay28	3,76	700		Phase-OC1-50
700	Relay33	3,76	700		Phase-OC1-50
710	CB6		10,0		Tripped by Relay28 Phase-OC1-50
710	CB31		10,0		Tripped by Relay33 Phase-OC1-50

Pada Tabel 4.5 di kolom *time* (ms) dapat dilihat rele aktif sesuai dengan *time delay* masing masing dengan *time grading* 0,2s sudah sesuai standart yang digunakan sehingga dapat disimpulkan rele aktif secara urut dan tidak ada yang aktif secara bersama.

Selain pada bus 13, pada tipikal2 juga diberi gangguan pada bus 39, untuk hasil plot dari gangguan *line to line* pada bus 39 padat dilihat pada Gambar 4.10



Gambar 4. 10 Gangguan Line to Line pada Bus 39

Dari gambar diatas, ketika terjadi gangguan pada beban lumped proses1, maka LVCB61 akan aktif untuk mengamankan gangguan dengan waktu 0,06s, untuk *backup* LVCB61 terdapat relay24 yang berada diatas trafo, dari LVCB61 ke Relay24 mempunyai waktu tunda yang cukup lama, dikarenakan sudah berbeda tegangan, tetapi untuk setting minimalnya sebesar 0,2s. Untuk setting relay24 juga aman terhadap *inrush* trafo.

Untuk *sequence viewer* dapat dilihat pada Tabel 4.6

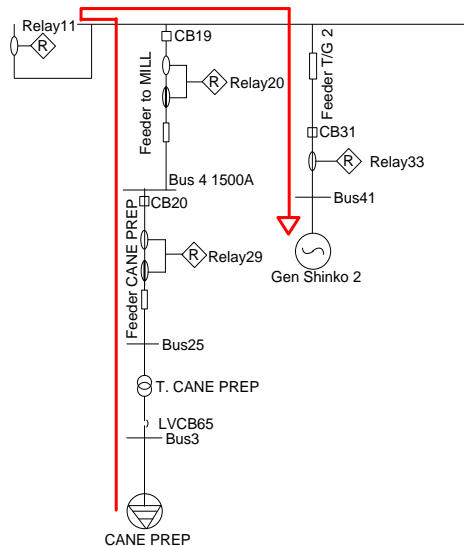
Tabel 4. 6 Sequence Viewer pada Tipikal 2, Bus 39

Line to line (Symmetrical) Fault on bus 39					
Time(ms)	ID	If(kA)	T1	T2	Condition
60,0	CB61	35,158	40,0	60,0	Phase
877	Relay24	2,578	877		Phase-OC1-51

Dapat dilihat pada tabel 4.6 LVCB61 aktif pada 0,06s ketika terjadi gangguan *line to line* pada bus 29, dan sebagai backup yaitu relay24 aktif pada 0,8s hal ini sudah benar untuk menghindari trip secara bersama minimal *time grading* yang digunakan 0,2s.

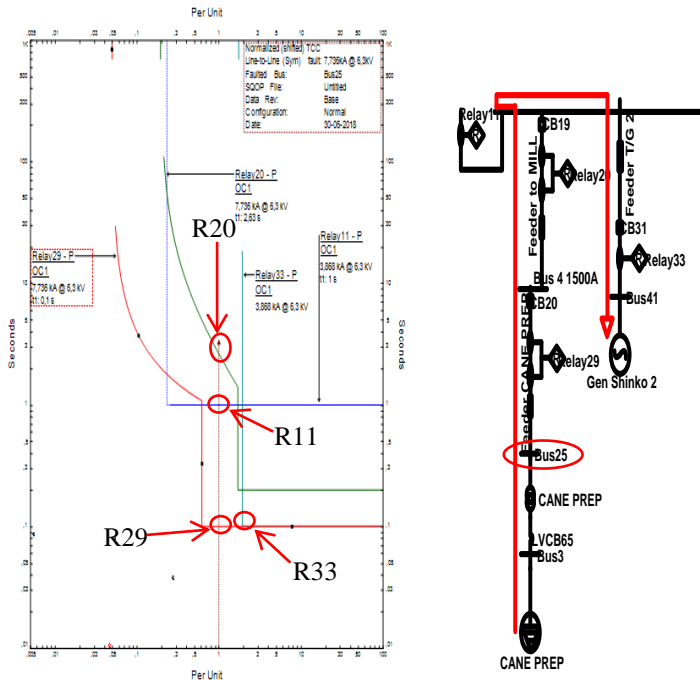
4.6 Koordinasi Proteksi Rele Overcurrent Tipikal 3

Pemilihan tipikal 3 hampir sama seperti tipikal ke 2, pada tipikal 3 menggunakan sumber dari Gen Shinko2. Pada *feeder* ditipikal 3 atau *feeder* yang terhubung dengan Bus4 menggunakan produsen rele berbeda dengan dengan *feeder* yang lain. Untuk lebih jelasnya pemilihan tipikal 3 dapat dilihat pada Gambar 4.11



Gambar 4. 11 Single Line Diagram Tipikal 3

Sebelum melakukan resetting, maka harus mengetahui kesalahan yang terjadi pada tipikal 3, sehingga untuk mengetahui kesalahan setting pada tipikal 3, dilakukan simulasi gangguan *line to line* pada bus 25. Setelah dilakukan simulasi gangguan, maka rele yang terdapat pada tipikal 3 diplot untuk mengetahui respon rele. Hasil plot sebelum dilakukan resetting dapat dilihat pada Gambar 4.12.



Gambar 4. 12 Kurva Rele Over Current pada Tipikal 3 (Existing)

Pada gambar 4.12 dapat dilihat ketika terjadi gangguan *line to line* pada bus 25, maka rele yang pertama aktif yaitu relay29, dalam hal ini sudah tepat ketika terjadi gangguan maka rele terdekat dari gangguan yang pertama kali aktif, setelah itu dapat dilihat diatas relay29 yang aktif yaitu relay11, hal ini kurang tepat karena seharusnya yang aktif yaitu relay20 setelah itu relay11. Untuk setting relay20 juga kurang tepat, karena ketika ada hubung singkat pada level tegangan yang sama seharusnya terkena kurva *instantaneous* supaya gangguan cepat dilokalisasi. Untuk setting relay33 juga kurang tepat untuk mendapatkan hasil koordinasi rele, sama seperti relay20 ketika terjadi gangguan pada level tegangan yang sama seharusnya yang aktif kurva *instantaneous*, sehingga setting pada relay33 harus dikecilkan atau digeser ke kiri

Untuk perhitungan *high set*, *low set*, *time dial* dan *time delay* pada tipikal 3 sebagai berikut:

a. LV CB- CB65

<i>Manufacture</i>	:ABB
<i>Curve Type</i>	: <i>Long Time & Short Time</i>
FLA sek T.CANE P	: 923,8 A
<i>Sensor</i>	: 1000 A
Isc min 30 cycle	: 44,46 kA (0,4 kV)
Isc max 4 cycle	: 63,4 kA (0,4 kV)

Long-Time

$1,05 \times \text{FLA} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA}$
 $1,05 \times 923,8 \text{ A} < \text{Iset} < 1,4 \times 923,8 \text{ A}$
 $969,99 \text{ A} < \text{Iset} < 1293,32$
Dipilih Iset = 1000 A

Dengan sensor sebesar 5000, maka perhitungan Tap = $\frac{1000}{1000}$

Dipilih Tap = 1

Dipilih LT Band = *Curve A*

Short-Time

$1,6 \times \text{FLA} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$
 $1,6 \times 923,8 < \text{Iset} < 0,8 \times 40380 \text{ A}$
 $1478,08 \text{ A} < \text{Iset} < 32304 \text{ A}$
Dipilih Iset = 2000 A
Dipilih Tap = 2
Dipilih ST Band = *Curve A*

b. Relay29

<i>Manufacture</i>	= SIEMENS
Model	= 7SJ80
FLA Prim T.CANE P	= 320,8 A
<i>Curve Type</i>	= IEC – <i>Extremely Inverse</i>
<i>CT ratio</i>	= 300 /5

1. Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA Prim T.CANE P} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA Prim T.CANE P}$

$1,05 \times 320,8 < \text{Iset} < 1,4 \times 320,8$

$336,84 < \text{Iset} < 449,12$

$\frac{336,84}{300} \times 5 \text{ In} < \text{Iset} < \frac{449,12}{300} \times 5 \text{ In}$

$5,614 \text{ In} < \text{Tap} < 7,485 \text{ In}$

$$\begin{aligned}
 \text{Dipilih Tap} &= 7,3 \text{ In} \\
 \text{Iset} &= 7,3 \times \frac{300}{5} \\
 &= 438 \text{ A}
 \end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\text{Waktu Operasi (t)} = 0,1 \text{ detik}$$

$$\text{Isc max 4cycle} = 18660 \text{ A}$$

$$t = t_d \times \frac{80}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_s}\right)^2 - 1}$$

$$t_d = 0,1 \times \frac{\left(\frac{18660}{4136}\right)^2 - 1}{80}$$

$$t_d = 0,024$$

$$\text{dipilih } time \text{ dial} = 0,6$$

3. Instantaneous Pickup

$$\text{Isc min} = 7740 \text{ A}$$

$$1,6 \times \text{FLA Prim T.CANE P} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$1,6 \times 320,8 < \text{Iset} < 0,8 \times 6060$$

$$513,28 < \text{Iset} < 4848$$

$$\frac{513,28}{300} \times 5 < \text{Iset} < \frac{4848}{300} \times 5$$

$$8,555 \text{ In} < \text{Iset} < 80,8 \text{ In}$$

$$\text{Dipilih Tap} = 68,93 \text{ In}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Iset} &= 68,93 \times \frac{300}{5} \\
 &= 4136 \text{ A}
 \end{aligned}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,1 \text{ s}$$

c. **Relay20**

$$\text{Manufacture} = \text{SIEMENS}$$

$$\text{Model} = 7SJ80$$

$$\text{FLA feeder mill} = 1420,5 \text{ A}$$

$$\text{Curve Type} = \text{IEC} - \text{Extremely Inverse}$$

$$\text{CT ratio} = 1500 / 5$$

1. Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA Feeder Mill} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA Feeder Mill}$$

$$1,05 \times 1420,5 < I_{set} < 1,4 \times 1420,5$$

$$1491,53 < I_{set} < 1988,7$$

$$\frac{1491,53}{1500} \times 5 < I_{set} < \frac{1988,7}{1500} \times 5$$

$$4,971 < I_{set} < 6,629$$

$$\text{Dipilih Tap} = 4,98$$

$$I_{set} = 4,98 \times \frac{1500}{5}$$

$$= 1494 \text{ A}$$

2. Time Dial

$$\text{Waktu Operasi (t)} = 0,3 \text{ detik}$$

$$I_{sc \text{ max } 4\text{cycle}} = 14560 \text{ A}$$

$$t = t_d \times \frac{80}{\left(\frac{I_{sc \text{ max}}}{I_s}\right)^2 - 1}$$

$$t_d = 0,3 \times \frac{\left(\frac{14560}{4758}\right)^2 - 1}{80}$$

$$t_d = 0,031$$

$$\text{dipilih } time \text{ dial} = 0,1$$

3. Instantaneous Pickup

$$I_{sc \text{ min}} = 6110 \text{ A}$$

$$1,6 \times I_{LA \text{ Prim T.CANE P}} < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min}}$$

$$1,6 \times 320,8 < I_{set} < 0,8 \times 6110$$

$$513,28 < I_{set} < 4888$$

$$\frac{513,28}{1500} \times 5 < I_{set} < \frac{4888}{1500} \times 5$$

$$1,71 \text{ In} < I_{set} < 16,29 \text{ In}$$

$$\text{Dipilih Tap} = 15,86 \text{ In}$$

$$I_{set} = 15,86 \times \frac{1500}{5}$$

$$= 4758 \text{ A}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,3 \text{ s}$$

d. Relay11

$$\text{Manufacture} = \text{ALSTOM}$$

$$\text{Model} = \text{Micom P127}$$

$$\text{Curve Type} = \text{IEC} - \text{Extremely Inverse}$$

$$CT \text{ ratio} = 3000 / 5$$

1. Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 0,28 \text{ In} \\ \text{Iset} &= 0,28 \times 3000 \\ &= 840 \text{ A} \end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\begin{aligned} \text{Waktu Operasi (t)} &= 0,5 \text{ detik} \\ \text{Isc max 4cycle} &= 12170 \text{ A} \\ t &= t_d \times \frac{80}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_s}\right)^2 - 1} \\ t_d &= 0,5 \times \frac{\left(\frac{12170}{2580}\right)^2 - 1}{80} \\ t_d &= 0,12 \\ \text{dipilih time dial} &= 0,5 \end{aligned}$$

3. Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 0,86 \text{ In} \\ \text{Iset} &= 0,86 \times 3000 \\ &= 2580 \text{ A} \end{aligned}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,5s$$

e. **Relay33**

$$\begin{aligned} \text{Manufacture} &= \text{ALSTOM} \\ \text{Model} &= \text{Micom P127} \\ \text{FLA Gen Shinko1} &= 1078 \text{ A} \\ \text{Curve Type} &= \text{IEC} - \text{Extremely Inverse} \\ \text{CT ratio} &= 1500 / 5 \end{aligned}$$

1. Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned} 1,05 \times \text{FLA Gen Shinko2} &< \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA Gen Shinko2} \\ 1,05 \times 1078 &< \text{Iset} < 1,4 \times 1078 \\ 1131,9 &< \text{Iset} < 1509,2 \\ \frac{1131,9}{1500} \text{ In} &< \text{Tap} < \frac{1509,2}{1500} \text{ In} \\ 0,755 \text{ In} &< \text{Tap} < 1,006 \text{ In} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Dipilih Tap} &= 0,76 \text{ In} \\
 \text{Iset} &= 0,76 \times 1500 \\
 &= 1140 \text{ A}
 \end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\begin{aligned}
 \text{Waktu Operasi (t)} &= 0,7 \text{ detik} \\
 \text{Isc max 4cycle} &= 14480 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$t = td \times \frac{80}{\left(\frac{I_{sc \text{ max}}}{I_s}\right)^2 - 1}$$

$$td = 0,7 \times \frac{\left(\frac{14480}{2744}\right)^2 - 1}{80}$$

$$td = 0,234$$

$$\text{dipilih } time \text{ dial} = 1,5$$

3. Instantaneous Pickup

$$\text{Isc min} = 4050 \text{ A}$$

$$1,6 \times \text{FLA Gen Shinko1} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$1,6 \times 1078 < \text{Iset} < 0,8 \times 4050$$

$$1724,8 < \text{Iset} < 3240$$

$$\frac{1724,8}{1500} \text{ In} < \text{Iset} < \frac{3240}{1500}$$

$$1,1498 \text{ In} < \text{Iset} < 2,16 \text{ In}$$

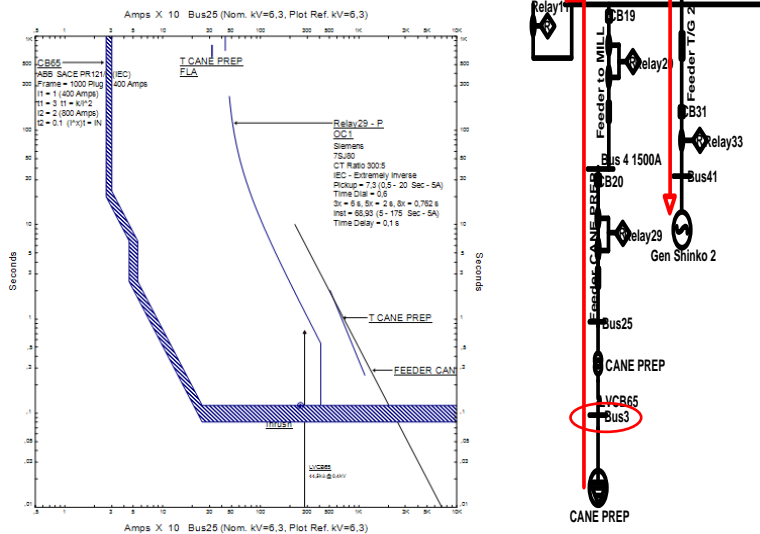
$$\text{Dipilih Tap} = 1,81 \text{ In}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Iset} &= 1,81 \times 1500 \\
 &= 2715 \text{ A}
 \end{aligned}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih } Time \text{ Delay} = 0,7s$$

Ketika semua rele sudah disetting sesuai perhitungan diatas, maka langkah selanjutnya yaitu melakukan simulasi hubung singkat dan rele yang sudah di setting diplot untuk melihat apakah hasilnya sudah sesuai atau belum pada *time current curve*. Hasil plot *time current curve* dapat dilihat pada Gambar 4.12



Gambar 4. 13 Gangguan Line to Line Tipikal 3, pada Bus 3

Pada gambar grafik 4.12 dapat dilihat ketika terjadi gangguan pada beban *lumped* Cane Prep maka LVCB65 akan mendeteksi adanya gangguan dan relay29 yang wajib sebagai *backup* bekerja pada 0,883s setelah gangguan. Untuk setting relay29 juga sudah aman dari *inrush* trafo.

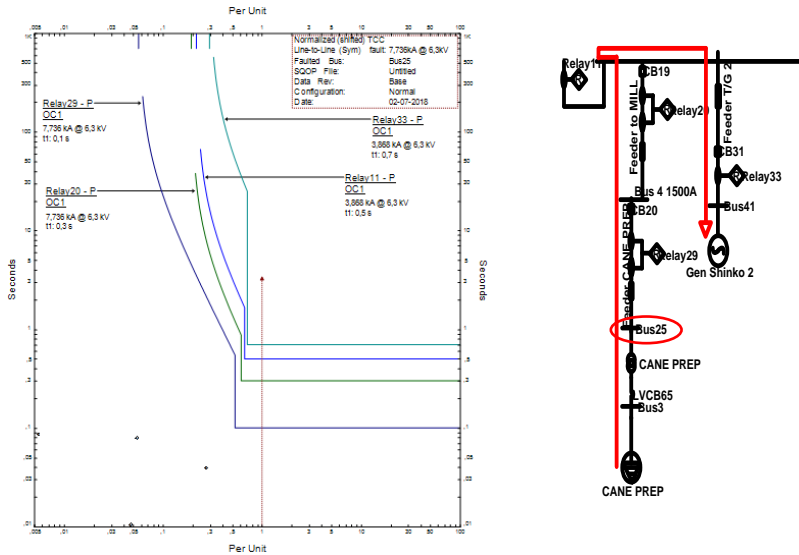
Untuk sequence viewer dapat dilihat pada Tabel 4.7

Tabel 4. 7 Sequence Viewer pada Tipikal3, Bus 3.

Line to line (Symmetrical) fault on connertor between CB65&CANE P					
Time(ms)	ID	If(kA)	T1(ms)	T2(ms)	Condition
120	CB65	44,46	80,0	120,0	Phase
883	Relay29	3,26	883		Phase-OC1-51
953	CB20		70,0		Tripped by Relay29
					Phase-OC1-51

Pada tabel 4.7 dapat dilihat LVCB65 aktif pada 0,12s ketika terjadi gangguan dan relay29 aktif pada 0,883s hal ini sudah benar, karena untuk menghindari trip secara bersama minimal *time grading* yang digunakan 0,2s

Ketika terjadi gangguan pada bus 25, maka hasil plot rele dapat dilihat pada Gambar 4.13



Gambar 4. 12 Gangguan pada Tipikal 3, Bus 25

Ketika terjadi gangguan line to line pada bus 25, maka relay29 akan merespon dengan waktu 0,1s , selanjutnya yang berada diatas relay29 terdapat relay20 yang bekerja pada 0,3s .Setelah itu terdapat relay 11 yang bekerja dengan waktu 0,5s dan yang terakhir terdapat relay33 yang akan bekerja pada waktu 0,7s. Dengan *time grading* 0,2 maka sudah sesuai *standart* dan urutanya juga sudah sesuai.

Untuk *sequence viewer* tertulis pada Tabel 4.8

Tabel 4. 8 Tabel Koordinasi Saat Gangguan pada Tipikal 3,bus 25

Line to Line (Symmetrical) fault on Bus25					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1	T2	Condition
100	Relay29	7,736	100		Phase-OC1-50
170	CB20		70,0		Tripped by Relay29 Phase-OC1-50
300	Relay20	7,736	300		Phase-OC1-50
310	CB19		10,0		Tripped by Relay20 Phase-OC1-50
500	Relay11	3,868	500		Phase-OC1-50
570	CB15		70,0		Tripped by Relay11 Phase-OC1-50
700	Relay33	3,868	700		Phase-OC1-50
710	CB31		10,0		Tripped by Relay33 Phase-OC1-50

Pada Tabel 4.8 dapat dilihat urutan rele sudah benar, selain itu rele aktif sesuai dengan setting *time delay* tiap rele dan *time grading* yang digunakan 0,2s sudah sesuai standart untuk menghindari rele trip secara bersama.

Dari tipikal 1 sampai tipikal 3, maka hasil *re-setting* dapat digabung dan dapat dilihat pada Tabel 4.10

Tabel 4. 9 Setting Keseluruhan Rele

Setting					
No.	ID	I>	I>>	Time Dial	Time Delay (s)
1	Relay24	1,6	13,71	0,7	0,1
2	Relay17	0,99	5,13	0,65	0,3
3	Relay23	0,97	4,4	0,55	0,5
4	Relay1	0,75	12,83	0,7	0,1
5	Relay27	0,75	12,83	0,7	0,1
6	Relay11	0,28	0,86	0,175	0,5
7	Relay28	0,76	1,81	0,125	0,7
8	Relay29	7,3	68,93	0,6	0,1
9	Relay20	4,98	15,86	0,1	0,3
10	Relay33	0,76	1,83	1,5	0,7

Hasil *re-setting* rele yang telah dilakukan melalui simulasi, sudah sesuai dengan hasil perhitungan masing-masing *setting* rele di semua tipikal. Jadi, hasil *re-setting* yang telah dilakukan didapatkan bahwa hasil *re-setting* telah memperbaiki sistem kelistrikan pada PT. IGG

dengan memperhatikan ketentuan-ketentuan I *setting*, *time dial*, dan *time delay* pada masing-masing rele..

4.7 Sistem Koordinasi Proteksi Rele *Overcurrent* Gangguan Fasa ke Tanah

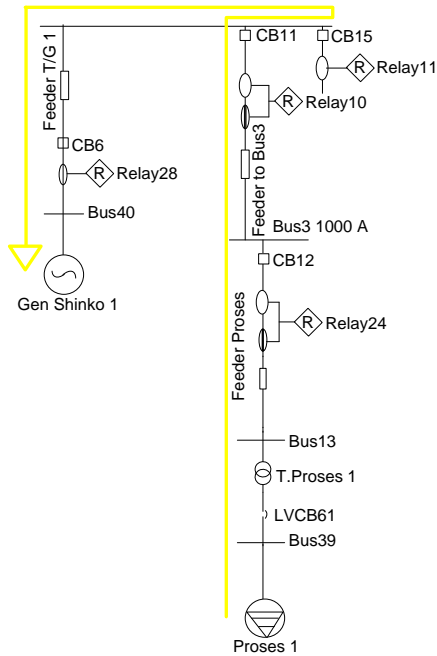
Ketika sistem terjadi gangguan satu fasa ke tanah maka rele *groundfault* yang akan mendeteksi adanya gangguan, seperti pada bab sebelumnya sudah dijelaskan rele *groundfault* pada umumnya bekerja bersama dengan ZCT, cara melakukan *setting* pada rele *groundfault* menurut referensi sekitar 10%-50% dari besar arus gangguannya, untuk tugas akhir ini memilih melakukan setting sebesar 20% dari arus gangguan. Selain itu yang perlu diperhatikan saat melakukan setting rele *groundfault* yaitu *time grading* yang sesuai standart antara 0,2s-0,4s

Tabel 4. 10 Sistem Pentanahan Peralatan di PT.IGG

No	ID Peralatan	Rating Tegangan (kV)	Hubungan Belitan	Pentanahan
1	T OLTC	20/6,3	Delta/Bintang	Solid
2	T Boiler	6,3/0,4	Delta/Bintang	Solid
3	T Utilities	6,3/0,4	Delta/Bintang	Solid
4	T Pupuk	6,3/0,4	Delta/Bintang	Solid
5	T Perum 1a	6,4/0,4	Delta/Bintang	Solid
6	T Perum 1b	6,3/0,4	Delta/Bintang	Solid
7	T Perum 2	6,3/0,4	Delta/Bintang	Solid
8	T CANE PREP	6,3/0,4	Delta/Bintang	Solid
9	T MILL 1&2	6,3/0,69	Delta/Bintang	Solid
10	T HDHS & CUTTER	6,3/3,3	Delta/Bintang	Solid
11	T MILL 3 &4	6,3/0,69	Delta/Bintang	Solid
12	T Proses 1	6,3/0,4	Delta/Bintang	Solid
13	T Proses 2	6,3/0,4	Delta/Bintang	Solid
14	T Proses 3	6,3/0,4	Delta/Bintang	Solid

4.8 Koordinasi Proteksi Rele *Overcurrent* Gangguan Fasa ke Tanah Tipikal 2

Single line diagram untuk tipikal 2 dapat dilihat pada Gambar 4.14. Data-data trafo serta jenis pentanahan dapat dilihat pada Tabel 4.10 Dari data tabel dapat dilihat bahwa trafo OLTC diketanahkan dengan jenis pentanahan *solid grounding*, dengan diketanahkan jenis *solid grounding*,



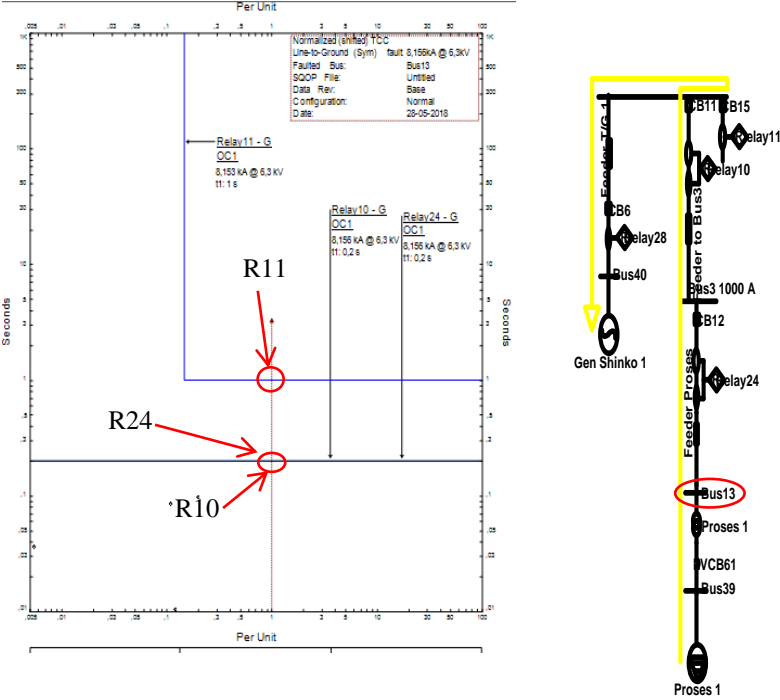
Gambar 4. 13 Single Line Diagram Tipikal 2

maka efek yang ditimbulkan yaitu arus gangguan satu fasa ke tanah sangat tinggi seperti terjadi arus gangguan 3 fasa. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Gambar 4.15

Pada gambar 4.15 dapat dilihat pada gambar kurva rele *existing* atau sebelum dilakukan resetting terlihat arus gangguan sebesar 8,15 kA, dan pemilihan *time grading* juga kurang tepat, karena *time grading* yang digunakan sebesar 0,9s hal ini dapat dimaksimalkan menjadi 0,2s supaya ketika terjadi gangguan cepat untuk melokalisir gangguan. Selain kesalahan setting yaitu releay24 dan relay10 aktif secara bersama, seharusnya kedua rele tersebut aktif secara bergantian, ketika kedua rele tersebut aktif secara bersama maka saluran yang lain pada bus proses akan ikut padam. Ketika arus gangguan satu fasa ke tanah sebesar 8,15kA untuk *setting groundfault* di *disable*, karena ketika dilakukan *setting* maka

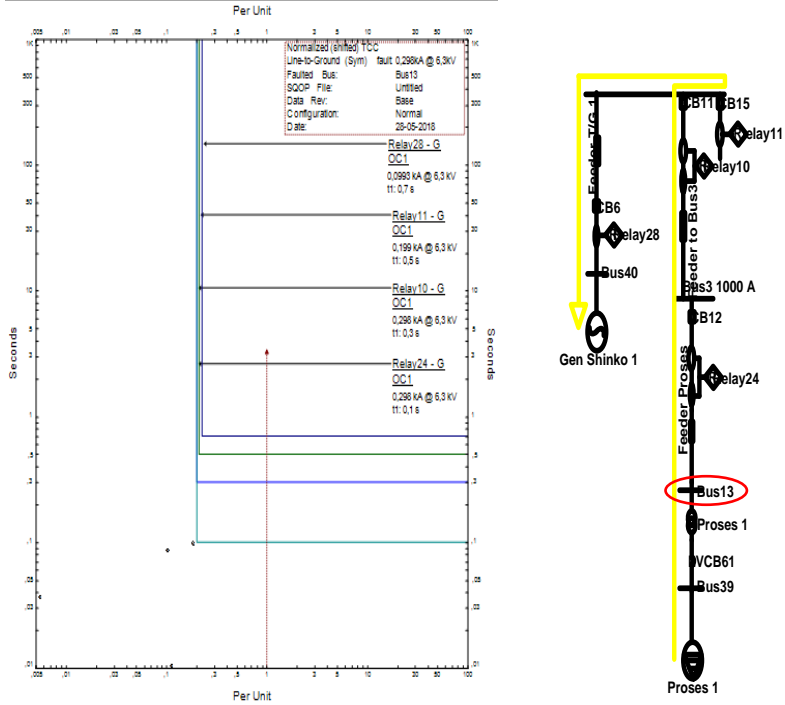
setting tidak sesuai karena yang merasakan gangguan tidak hanya rele *groundfault* tapi rele *overcurrent* juga akan aktif.

Sebagai usulan, trafo OLTC dipasang NGR untuk jenis pentanahannya, dengan ditambahkan NGR maka ketika terjadi gangguan satu fasa ke tanah maka arus gangguan tersebut maksimal seperti nilai NGR yang terpasang sehingga arus gangguan satu fasa ke tanah dapat dibatasi. Dengan arus yang lebih kecil dibandingkan dengan jenis pentanahan *solid grounding* maka *setting groundfault* dapat disetting lebih mudah.



Gambar 4. 14 Kurva Rele *Ground-fault Existing*

Setelah mengetahui kesalahan pada setting satu fasa ke tanah pada tipikal 2, maka akan dilakukan *resetting* dan penggantian jenis pentanahan pada software simulasi, sehingga pada gambar 4.16 menjelaskan ketika trafo OLTC dipasang NGR dan plot hasil kurva ketika terjadi gangguan pada bus 13.



Gambar 4. 15 Hasil Koordinasi Perbaikan Kurva

Pada Gambar 4.16 menunjukkan bahwa jika terjadi gangguan satu fasa ke tanah, maka relay24 yang akan bekerja untuk pertama kali dengan waktu sebesar 0.1 s, setelah itu relay 10 hingga relay28 akan bekerja sesuai dengan *time delay* dan *time grading* yang digunakan sebesar 0.2s sudah sesuai standart untuk menghindari rele trip secara bersama. Untuk pemilihan jenis kurva, kurva *inverse* di *disabled* sehingga hanya menggunakan kurva *instantaneous*.

Untuk perhitungan *high set* dan *time delay* untuk gangguan fasa ke tanah pada rele-rele di atas sebagai berikut :

a. Relay24

Manufacture = ALSTOM
Model = Micom P127
Curve Type = IEC – *Instantaneous*
ZCT ratio = 50 /5

1. *Instantaneous Pickup*

$$10\% \times I_{sc} < I_{set} < 50\% \times I_{sc}$$

$$10\% \times 298 < I_{set} < 50\% \times 298$$

$$\frac{29,8}{50} I_n < I_{set} < \frac{149}{50}$$

$$0,596 I_n < I_{set} < 2,98 I_n$$

Dipilih Tap = 1,2 I_n
 Iset = $1,2 \times 50$
 = 60A

2. *Time Delay*

Dipilih *Time Delay* = 0,1s

b. Relay10

Manufacture = ALSTOM
Model = Micom P127
Curve Type = IEC – *Instantaneous*
ZCT ratio = 50 /5

1. *Instantaneous Pickup*

$$10\% \times I_{sc} < I_{set} < 50\% \times I_{sc}$$

$$10\% \times 298 < I_{set} < 50\% \times 298$$

$$\frac{29,8}{50} I_n < I_{set} < \frac{149}{50}$$

$$0,596 I_n < I_{set} < 2,98 I_n$$

Dipilih Tap = 1,2 I_n
 Iset = $1,2 \times 50$
 = 60 A

2. *Time Delay*

Dipilih *Time Delay* = 0,3s

c. Relay11

Manufacture = ALSTOM
Model = Micom P127
Curve Type = IEC – *Instantaneous*
ZCT ratio = 3000 /5

1. *Instantaneous Pickup*

$$\begin{aligned}10\% \times I_{sc} &< I_{set} < 50\% \times I_{sc} \\10\% \times 200 &< I_{set} < 50\% \times 200 \\ \frac{20}{3000} I_n &< I_{set} < \frac{100}{3000} \\0,006 I_n &< I_{set} < 0,033 I_n \\ \text{Dipilih Tap} &= 0,014 I_n \\ \text{Iset} &= 0,014 \times 3000 \\ &= 42 \text{ A}\end{aligned}$$

2. *Time Delay*

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,5\text{s}$$

d. Relay28

Manufacture = ALSTOM
Model = Micom P127
Curve Type = IEC – *Instantaneous*
ZCT ratio = 1500 /5

1. *Instantaneous Pickup*

$$\begin{aligned}10\% \times I_{sc} &< I_{set} < 50\% \times I_{sc} \\10\% \times 100 &< I_{set} < 50\% \times 100 \\ \frac{10}{1500} I_n &< I_{set} < \frac{50}{1500} \\0,006 I_n &< I_{set} < 0,033 I_n \\ \text{Dipilih Tap} &= 0,015 I_n \\ \text{Iset} &= 0,015 \times 1500 \\ &= 22,5 \text{ A}\end{aligned}$$

2. *Time Delay*

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,7\text{s}$$

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Setelah melakukan setting koordinasi proteksi rele overcurrent dan rele groundfault pada sistem kelistrikan PT.Industri Gula Glenmore dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. PT.Industri Gula Glenmore dimodelkan kedalam *software* menjadi tiga grup beban, setiap grup diambil satu tipikal, secara umum hasil koordinasi proteksi *existing* mempunyai kesalahan *setting* antara lain, urutan trip yang salah, trip secara bersama, dan *time grading* yang digunakan tidak sesuai standart.
2. Didapatkan hasil *resetting* pada tipikal 1, untuk relay24 *low set* 1,6 dengan *time dial* 0,7 *high set* 13,71 dengan *time delay* 0,1s, Relay17 *low set* 0,99, dengan *time dial* 0,65, *high set* 5,13 *delay* 0,3s, relay23 *low set* 0,97, *time dial* 0,55, *high set* 4,4, *time delay* 0,5s, relay1, *low set* 0,75, *high set* 12,83, *time dial* 0,7 dan *time delay* 0,1s. relay27 *low set* 0,75, *high set* 12,83, *time dial* 0,7 dan *time delay* 0,1s dengan setting seperti ini pada tipikal1 koordinasi rele trip secara berurutan ketika terjadi gangguan.
3. Didapatkan hasil *resetting* pada tipikal 2, relay24 *low set* 1,6 dengan *time dial* 0,7 *high set* 13,71 dengan *time delay* 0,1s. relay10 *low set* 0,99, dengan *time dial* 0,65, *high set* 5,13 *delay* 0,3s, relay11 *low set* 0,28, dengan *time dial* 0,175, *high set* 0,86 *delay* 0,5s. Relay28 *low set* 0,76, dengan *time dial* 0,125, *high set* 1,81 *delay* 0,7s. Dengan setting seperti ini didapatkan koordinasi rele trip secara berurutan ketika terjadi gangguan.
4. Didapatkan hasil *resetting* pada tipikal 3, relay28 *low set* 7,3 dengan *time dial* 0,6, *high set* 68,93 *delay* 0,1s. Relay20 *low set* 4,98, dengan *time dial* 0,1, *high set* 15,86 *delay* 0,3s. relay11 *low set* 0,28, dengan *time dial* 0,175, *high set* 0,86 *delay* 0,5s. Relay33, *low set* 0,76, dengan *time dial* 1,5, *high set* 1,83 *delay* 0,7s. Dengan setting seperti ini didapatkan koordinasi rele trip secara berurutan.

5.2 Saran

1. Pentanahan pada trafo OLTC disarankan menggunakan NGR, sehingga ketika terjadi gangguan satu fasa ke tanah maka arus yang dihasilkan akan dibatasi sesuai NGR pada tegangan

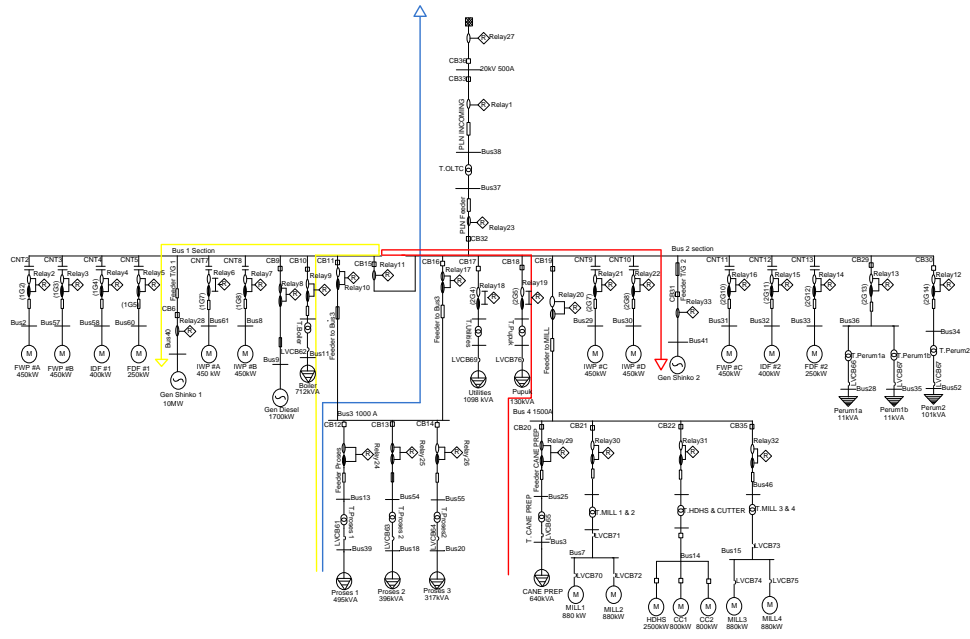
-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

DAFTAR PUSTAKA

- [1] A. I. Kusumawati, M. Pujiantara, and V. L. N. B. Putri, “Studi Penggunaan Insulating Transformer untuk Mengatasi Kegagalan Koordinasi Proteksi di PT. Terminal Teluk Lamong.” p. 6, 2015.
- [2] E. S. Calmara, M. Pujiantara, and S. Anam, “KOORDINASI PROTEKSI SEBAGAI UPAYA PENCEGAHAN TERJADINYA SYMPATHETIC TRIP DI KAWASAN TURSINA, PT. PUPUK KALTIM.” p. 6, 2015.
- [3] M. Sa, M. Pujiantara, and Soedibjo, “Analisa Penggunaan Hybrid Superconducting Fault Current Limiter (SFCL) pada Sistem Proteksi Tenaga Listrik di Kawasan Tursina,” vol. 1, no. 1, pp. 1–6, 2016.
- [4] A. Iskandar, M. Pujiantara, and S. Anam, “Studi Koordinasi Proteksi Akibat Retrofit Sistem Proteksi di PT. Pertamina RU III Plaju,” vol. 2, no. 1, pp. 1–6, 2015.
- [5] IEEE. Std. 242-2001, ***IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems***
- [6] Standard IEC 60909-0 "***Short-Circuit Currents In Three-Phase AC Systems***", First Edition, 2001
- [7] *Datasheet* Siemens 7SJ80
- [8] *Datasheet* Micom P127

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

LAMPIRAN A



Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN B

Datasheet Rele Micom P127

15. CURVES

15.1 General

Although the curves tend towards infinite when the current approaches its (general threshold), the minimum guaranteed value of the operating current for all the curves with the inverse time characteristic is 1.1Is (with a tolerance of $\pm 0.05I_s$).

15.1.1 Inverse Time Curves:

The first stage thresholds for phase (earth) overcurrent can be selected with an inverse definite minimum time (IDMT) characteristic. The time delay is calculated with a mathematical formula.

In all, there are eleven IDMT characteristics available.

The mathematical formula applicable to the first ten curves is:

$$t = T \times \left(\frac{K}{(I/I_s)^\alpha - 1} + L \right)$$

Where:

t Operation time

K Factor (see table)

I Value of measured current

Is Value of the programmed threshold (pick-up value)

α Factor (see table)

L ANSI/IEEE constant (zero for IEC and RECT curves)

T Time multiplier setting from 0.025 to 1.5

Type of curve	Standard	K factor	α factor	L factor
Short time inverse	Schneider Electric	0.05	0.04	0
Standard inverse	IEC	0.14	0.02	0
Very Inverse	IEC	13.5	1	0
Extremely Inverse	IEC	80	2	0
Long time Inverse	Schneider Electric	120	1	0
Short time Inverse	C02	0.02394	0.02	0.01694
Moderately Inverse	ANSI/IEEE	0.0515	0.02	0.114
Long time Inverse	C08	5.95	2	0.18
Very Inverse	ANSI/IEEE	19.61	2	0.491
Extremely Inverse	ANSI/IEEE	28.2	2	0.1217
Rectifier protection	RECT	45900	5.6	0

The RI curve has the following definition:

$$t = K \cdot \frac{1}{0.339 - \frac{0.236}{(I/I_s)}}$$

K setting is from 0.10 to 10 in steps of 0.05.

The equation is valid for $1.1 \leq I/I_s \leq 20$.

Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN C

Datasheet Rele Siemens 7SJ80

Relay characteristics

Inverse-time overcurrent protection characteristics according to IEC 60255 and BS142.

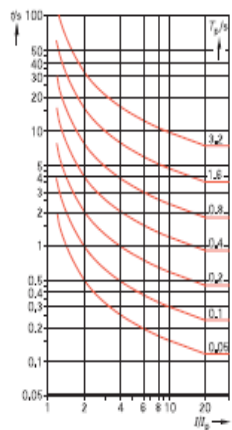


Fig. 16/1

Inverse

$$t = \frac{0.14}{(I/I_n)^{-1}} \cdot T_p$$

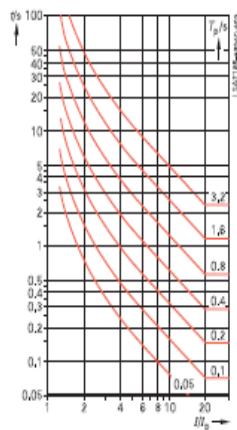


Fig. 16/2

Very inverse

$$t = \frac{135}{(I/I_n)^{-1}} \cdot T_p$$

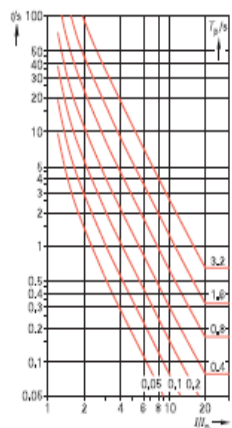


Fig. 16/3

Extremely inverse

$$t = \frac{80}{(I/I_n)^{-1}} \cdot T_p$$

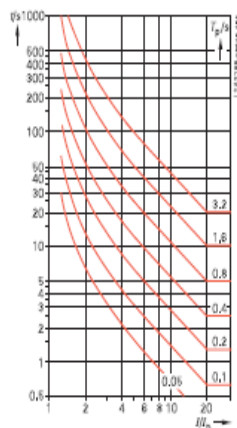


Fig. 16/4

Long inverse

$$t = \frac{120}{(I/I_n)^{-1}} \cdot T_p$$

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR RIWAYAT HIDUP

Nama Lengkap : Moch. Andry Nahari
Jenis Kelamin : Laki-laki
Tempat, Tanggal Lahir : Nganjuk, 6 Agustus 1993
Agama : Islam
Kebangsaan : Indonesia
Tinggi/ Berat Badan : 165/54
Kesehatan : Baik
Alamat Asal : Ds. Mlilir Kec.Berbek
RT.06/RW02

Mobile Phone :

E-mail :

Riwayat Pendidikan:

- 2000 – 2006 SDN Ploso 2 Nganjuk
- 2006 – 2009 SMP Negeri 1 Nganjuk
- 2009 – 2012 SMA Negeri 2 Nganjuk
- 2012 – 2015 D3 Teknik Elektro – UGM, Yogyakarta
- 2016 – 2018 LJ S1 Teknik Elektro – ITS, Surabaya

Pengalaman Kerja :

- Kerja Praktek di PT. Elang Perdana Tire Industri, Bogor
- Kerja Praktek PT. PLN Persero, Surabaya.

Pengalaman Organisasi :

- Ketua IMANATA (Ikatan Mahasiswa Nganjuk di Yogyakarta)
- Anggota HMTE (Himpunan Mahasiswa Teknik Elektro)



Halaman ini sengaja dikosongkan